

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка риска аварии на участке газопровода
УДК 622.8-047.43:622.691.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-IE51	Луцак Никита Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Назаренко О.Б.	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук И.В.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП по направлению 20.03.01 «Техносферная безопасность»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общекультурные и общепрофессиональные компетенции</i>	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы, применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информационных технологий в развитии современного общества и для ведения практической инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности.
P3	Способность эффективно работать самостоятельно, в качестве члена и руководителя интернационального коллектива при решении междисциплинарных инженерных задач с осознанием необходимости интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования.
P4	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования с целью выбора и оптимизации устройств, систем и методов защиты человека и природной среды от опасностей.
P6	Уметь выбирать, применять, оптимизировать и обслуживать современные системы обеспечения техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов.
P7	Уметь организовать деятельность по обеспечению техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов.
P8	Уметь оценивать механизм, характер и риск воздействия техносферных опасностей на человека и природную среду.
P9	Применять методы и средства мониторинга техносферных опасностей с составлением прогноза возможного развития ситуации.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
20.03.01 Техносферная безопасность
_____ А.Н. Вторушина
04.02.2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-1E51	Луцак Никита Витальевич

Тема работы:

Оценка риска аварии на участке газопровода

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

08.06.2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

*-Наименование объекта исследования (участок магистрального газопровода);
-Производительность (697200 тыс. куб. м. год);
-Режим работы (непрерывный);
-Вид транспортируемого вещества (природный газ);
-Длина участка магистрального газопровода (75611 м.);
-Диаметр трубы газопровода (325 мм);
-Рабочее давление (8 Мпа);
-В результате исследования необходимо провести оценку риска аварии для наиболее опасного участка магистрального газопровода.*

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Характеристика сооружений для транспортировки природного газа; -Статистические данные по аварийным ситуациям на газопроводах; -Анализ основных факторов и причин возникновения аварий на газопроводах; -Мероприятия по снижению риска возникновения аварий на газопроводах; -Природно-климатическая характеристика района расположения газопровода; -Технологическая характеристика газопровода; -Характеристика и опасные свойства транспортируемого вещества; -Определение типовых сценариев возможных аварий; -Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии; -Прогнозирование объема выброса газа при разрыве трубопровода; -Определение частоты и условной вероятности возникновения аварий и построение «дерева событий»; -Определение показателей риска; -Разработка предложений по уменьшению риска аварии на газопроводе.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p>(с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</p>	<p>Кашук Ирина Вадимовна</p>
<p>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</p>	<p>Романцов Игорь Иванович</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>04.02.2020 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Назаренко О.Б.	Д.Т.Н.		04.02.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-1Е51	Луцак Никита Витальевич		04.02.2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
Уровень образования бакалавриат
Отделение контроля и диагностики
Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2020	Подбор и ознакомление с литературными и нормативно-правовыми источниками по избранной теме ВКР	10
01.03.2020	Анализ статистических данных по аварийности на газопроводах	10
30.03.2020	Сбор и обработка фактического материала, изучение технологических характеристик исследуемого газопровода	15
15.04.2020	Сбор и обработка фактического материала, изучение методов анализа риска	15
30.04.2020	Проведение анализа рисков, разработка мероприятий по снижению риска	20
25.05.2020	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
08.06.2020	Оформление и представление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Назаренко О.Б.	д.т.н.		04.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		04.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е51	Луцак Никита Витальевич

Школа	ИШНКБ	Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования		Направление/специальность	20.03.01Техсферная безопасность

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования.
3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ.
4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности НИ
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е51	Луцак Никита Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-1E51	Луцак Никита Витальевич

Школа	ИШНКБ	Отделение (НОЦ)	ОКД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

Тема ВКР:

Оценка риска аварии на участке газопровода	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования.	<p>Объект исследования – риски аварии на участке газопровода.</p> <p>Инженер по охране труда и промышленной безопасности работает в помещении оборудованный компьютерами. Площадь отапливаемого помещения 30 м², освещение смешанное, имеется местная вытяжная вентиляция.</p> <p>Область применения – нефтегазодобывающая промышленность.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>1) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03</p> <p>2) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03</p> <p>3) «МУ 2.2.4.706-98/ МУ ОТ РМ 01-98. 2.2.4. Оценка освещения рабочих мест.</p> <p>4) Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 03.06.2003 № 118 (в ред. от 03.09.2010).</p> <p>5) Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.</p> <p>6) СН 2.2.4/2.1.8.566-96</p> <p>7) ГОСТ 50571-3-94.</p> <p>8) ГОСТ 12.0.003-2015</p> <p>9) ГОСТ 12.4.124-83</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов	<p>- микроклимат;</p> <p>- поражения электрическим током;</p> <p>- повышение уровня электромагнитного излучения;</p> <p>- проявления статического электричества;</p> <p>- освещенность;</p> <p>- появление зрительного напряжения;</p> <p>- нервно-эмоциональные перегрузки;</p> <p>- повышенный уровень шума;</p> <p>- повышенный уровень вибрации.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Переработка отходов (платы, микросхемы с содержанием цветных металлов).</p> <p>Утилизация ртутьсодержащих ламп.</p> <p>Переработка бумажных отходов.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при работе с ПЭВМ – пожар.</p> <p>Действия при возникновения ЧС.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1E51	Луцак Никита Витальевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 с, 4 рисунка, 27 таблиц, 19 формул, 31 источник.

Ключевые слова: ОЦЕНКА РИСКА, МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РИСКА; АНАЛИЗ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ, АНАЛИЗ СЦЕНАРИЕВ, МЕТОДЫ АНАЛИЗА, МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА.

Объектом исследования по оценке риска аварии является участок магистрального газопровода.

Целью работы является оценка риска аварий на линейном участке газопровода.

В процессе работы были изучены: статистические данные по аварийным ситуациям на магистральных газопроводах; характеристика сооружений для транспортировки природного газа; характеристики и опасные свойства транспортируемых веществ.

В результате исследования было выявлено, наиболее опасным сценарием развития аварии на исследуемом объекте с образованием поражающих факторов является взрыв природного газа в результате порыва участка № 1/5 газопровода.

Вероятность реализации данного сценария $1,76 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1}$ - при реализации этого сценария прогнозируется наибольшая зона воздействия поражающего фактора (радиус поражения взрывной волной давлением 3 кПа достигает 1261 м) и наибольшее количество пострадавших, в том числе смертельно – до 3 человек.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

ЧС – Чрезвычайная ситуация;

ПДК – Предельно допустимая концентрация;

ЛЭП – Линия электропередач;

ТУ – Техническое условие;

УКПГиК – Установка комплексной подготовки газа и конденсата;

ВЛ – высоковольтная линия;

ГВС – газо-воздушная смесь;

НПВ – нижний предел воспламенения;

ТВС – топливно-воздушная смесь;

ЛВЖ – легко воспламеняемая жидкость;

ГЖ – горючая жидкость;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

ГПВС – газо-паро-воздушная смесь;

ПБ 03-517-02. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005 - 88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

РД 09-398-01. Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

РД 03-409-01. Методика оценки последствий аварий взрывов топливно-воздушных смесей.

ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов.

ГН 2.2.5.1313-03 предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	15
1. Литературный обзор.....	17
1.1. Характеристика сооружений для транспортировки природного газа.....	17
1.2. Статистические данные по аварийным ситуациям на газопроводах.....	19
1.3. Анализ основных факторов и причин возникновения аварий на газопроводах.....	25
1.4. Мероприятия по снижению риска возникновения аварий на газопроводах.....	26
2. Объект и методы исследований.....	29
2.1 Природно-климатическая характеристика района расположения газопровода.....	29
2.2 Технологическая характеристика газопровода.....	35
2.3 Характеристика и опасные свойства транспортируемого вещества.....	37
2.4 Методология анализа.....	40
2.5 Методы анализа опасностей.....	47
3 Оценка риска аварии.....	49
3.1 Определение типовых сценариев возможных аварий.....	49
3.2 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....	52
3.3 Прогнозирование объема выброса газа при разрыве трубопровода.....	54
3.4 Определение частоты и условной вероятности возникновения аварий и построение «дерева событий»	57
3.5 Определение показателей риска.....	59
3.6 Разработка предложений по уменьшению риска аварии на газопроводе.....	63
3.7 Вывод.....	65

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	69
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	71
4.1.3	SWOT – анализ.....	73
4.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	76
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	76
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	77
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	78
4.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	84
4.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	84
4.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	85
4.3.3	Расчет амортизации специального оборудования.....	86
4.3.4	Основная заработная плата исполнителей темы.....	87
4.3.5	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	90
4.3.6	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	90
4.3.7	Накладные расходы.....	90
4.3.8	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	91
4.3.9	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	92
5	Социальная ответственность.....	96
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
5.2	Производственная безопасность.....	97
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	97
5.3	Мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производ-	

ственных факторов.....	100
5.3.1 Нервно психологические перегрузки (монотонность, умственное напряжение).....	100
5.3.2 Превышение уровня шума.....	100
5.3.3 Освещение.....	101
5.3.4 Микроклимат.....	102
5.3.5 Поражение электрическим током.....	103
5.3.6 Превышение уровня электромагнитного излучения.....	104
5.3.7 Превышение уровня вибрации.....	105
5.3.8 Появление зрительного напряжения.....	105
5.3.9 Появление статического электричества.....	106
5.4 Экологическая безопасность.....	106
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
5.5.1 Анализ возможных ЧС.....	107
5.5.2 Пожарная безопасность.....	107
5.6 Выводы.....	109
Заключение.....	110
Список используемых источников.....	113

ВВЕДЕНИЕ

Газовая отрасль добывает, транспортирует и перерабатывает большое количество горючих и взрывоопасных веществ.

Проведя анализ аварий, следует, что при взрывах парогазовых выбросов большого объема разрушаются не только объекты производственного назначения, но и рядом расположенные здания и сооружения жилых территорий.

Появляются определенные трудности в локализации аварий, к тому же малоэффективными становятся технические средства противопожарных служб по их предупреждению и ликвидации.

Риск, связанный с пожаровзрывоопасными объектами предопределен, прежде всего, не удовлетворительной оценкой и анализом технологического процесса на стадии проектирования, строительства и во время эксплуатации.

В результате аварий на магистральных газопроводах причиняется наибольший колоссальный экологический ущерб. Нарушение целостности магистрального газопровода сопровождается мгновенным высвобождением большой энергии и механическим повреждением почвы и грунта, нарушается целостность растительного покрова. Воспламенение газа влечет за собой термическое действие с поражением значительной территории радиусом до 350 метров от места возникновения аварии. Кроме того, выявляются случаи разлета фрагментов газопровода на расстояние до 500 метров.

Главной задачей компаний, занимающихся эксплуатацией магистральных газопроводов, является обеспечение надежности и безопасности. От решения этой задачи зависит не только безопасность деятельности производственного персонала, но и жизнедеятельность жителей населенных пунктов, находящихся вблизи опасного объекта, а также нормальное функционирование самих магистральных газопроводов.

Таким образом, поиск перспективных путей развития темы как оценка риска аварий на участке газопровода является актуальной темой, как в области предупреждения ЧС, так и в области устойчивого функционирования предприятия.

Целью работы является оценка риска аварий на линейном участке газопровода.

Для раскрытия поставленной цели необходимо решить такие задачи:

- рассмотреть статистические данные по аварийным ситуациям на газопроводах и проанализировать основные причины возникновения этих аварий;
- изучить характеристики опасных веществ, транспортируемых по газопроводу;
- рассмотреть методы оценки риска аварий;
- составить дерево событий для особо опасного участка магистрального газопровода;
- провести расчет рисков участка магистрального газопровода;
- предложить мероприятия по снижению риска возникновения аварий на магистральных газопроводах.

1. Литературный обзор

1.1 Характеристика сооружений для транспортировки природного газа

Транспортировка газа по трубопроводу – один из самых экономически выгодных и эффективных способов доставки полезного ископаемого. Самый главный его недостаток – большие затраты при проектировании и строительстве.

Совокупная стоимость проектирования и постройки газопровода влечет за собой большие затраты. Однако в течении временем затраты окупаются, а небольшие затраты на содержание и эксплуатацию позволяют предприятию экономить немалые суммы.

Газопровод магистрального типа – это система труб и сооружений, предназначенных для доставки топлива из мест добычи или подготовки к потребителям. Он состоит из основных и дополнительных труб.

Газопровод делятся на три класса в зависимости от давления, под которым переносится вещество. Этот показатель необходимо учитывать, поскольку в случае превышения нормы возрастает риск возникновения аварии.

Магистральные газопроводы делятся на подземные, надземные и подводные. Надземные благодаря небольшому подъему не мешают движению транспортных средств. Этот способ доставки используется для преодоления водных препятствий, оврагов и прочих преград.

Подземные сети прокладываются в специальных траншеях. Глубина зависит от уровня промерзания грунта. Поэтому при осуществлении транспортировки газа, содержащего воду важно учитывать климатические особенности место и структуру грунта при прокладке трубопровода. А для труб с осушенным газом подойдет траншея глубиной 0,8 м. Подкладка под нее покрываются слоем утрамбо-

ванного песка, укладываемые трубы покрывают несколькими слоями битумно-полимерной мастики или полимерной скорлупой, затем заполняют грунтом.

Подводные системы создаются с целью транспортировки газа из морских территорий, по дну рек или крупных озер.

Стандартный трубопровод оборудован главной и промежуточной компрессорными станциями. Каждая из них распределяет поток газа по веткам с запроектированным диаметром и снижает его давление.

Газ перед попаданием к конечному потребителю проходит через главный, затем промежуточный распределительный пункт. В итоге давление уменьшается до значения, которое предусмотрено местными трубопроводами.

Для обеспечения сбалансированности функционирования системы непосредственно в районе потребления создаются специальные хранилища. Например, в летний период может накапливаться газ, который используется в холодное время года.

Важно обеспечить надежность газовой сети. Она гарантируется за счет перекачивающего оборудования на компрессорных станциях, использования качественных стальных труб, создания дополнительных байпасных линий, которые соединяются с основной благодаря перемычкам.

Трубопровод считается объектом повышенной опасности. Это определяется как непосредственно особенностями транспортировки, так и серьезными свойствами газа.

Поэтому в случае разрушения целостности трубы возможны:

- взрыв;
- разрушение и загрязнение прилегающей территории;
- образование дымового облака;
- пожар;
- другие негативные последствия.

Обязательным является размещение в непосредственной близости от трубопровода информационных знаков на высоте в 1,5–2 метра от уровня земли. Они должны быть читаемыми и заметными, располагаться с интервалом в 500 метров и на каждом повороте трассы.

1.2 Статистические данные по аварийным ситуациям на газопроводах

К настоящему времени накоплен достаточно большой статистический материал по авариям на трубопроводах, проложенных в различных регионах, как в России, так и в других странах. Данные приведённые в таблице 1 показывают аварии на трубопроводах нефти и нефтепродуктов, а также газопроводах, случившиеся в период с 1989 г. по 2014 г.

Таблица 1 – Статистика аварий на трубопроводах газа и нефти

Дата и место	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии	Число пострадавших, ущерб
01.11.2011 г. Старожиловский р-н Рязанской области ООО «Газпром трансгаз Москва» Истинское УМГ	Разрушение магистрального газопровода «Средняя Азия-Центр 3» Ду 1020 мм (на 1 928,05 км). Причина аварии – дефект на участке кольцевого сварного шва № 861 трубы, выполненного сварщиками с нарушениями технологии сварки, а также неудовлетворительное диагностирование технического состояния аварийного участка МГ в процессе эксплуатации; неприятие мер к приведению МГ в состояние, позволяющее осуществлять техническое диагностирование методом внутритрубного обследования инспекционными приборами в целях выявления дефектов.	Нет данных	Нет данных

Продолжение Таблицы 1

Дата и место	Описание аварии и основные причины	Масштабы раз- вития аварии	Число пострадав- ших, ущерб
17.06.2011 г. Никольский р-н Пензенской области ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	В 9 ч 50 мин на участке магистрального газопровода Пензенского ЛПУМГ при производстве работ по прокладке кабеля сторонней организацией ООО «СПМК- 38» (г. Энгельс, Саратовская обл.) повреждена труба Ду 500. Причина аварии – ООО «СПМК-38» не имело разрешения на производство работ в охранной зоне газопровода-отвода к ГРС «Никольск».	Разрыв газопровода длиной 3 м с выбросом газа без возгорания.	Суммарный материальный ущерб от аварии составил 2188733,69 руб.

Продолжение Таблицы 1

Дата и место	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии	Число пострадавших, ущерб
<p>25.08.2011 г. Заинский р-н Республики Татарстан, газопровод «Миннибаево – Ижевск» ООО «Газпром трансгаз Казань»</p>	<p>В 1,5 км от деревни Аксарино на профиле № 4 Керекесской площади сейсморазведочная партия № 9 ООО «ТНГ-Геосейс» вела разведочные работы с применением взрывчатых материалов. Работы проводились в соответствии с абрисом, выданным топографической службой ООО «ТНГКазаньгеофизика».</p> <p>При этом проведение взрывов не было согласовано с местным подразделением ООО «Газпром трансгаз Казань» и заряды были заложены в охранной зоне магистрального газопровода сообщением «Миннибаево-Ижевск». В 20 ч 20 мин вследствие произведенных взрывов, взрывной волной был поврежден газопровод с последующим выбросом без возгорания.</p>	<p>Произошёл выброс 1 137 тыс. м³ газа в атмосферу без возгорания.</p>	<p>Окружающей природной среде нанесён значительный экологический ущерб (2,95 млн. руб.). Ущерб, нанесенный ООО «Газпром трансгаз Казань» составил более 4,1 млн руб. Общий ущерб от аварии составил 7,71 млн. руб.</p>

Продолжение Таблицы 1

Дата и место	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии	Число пострадавших, ущерб
29.09.2011 г. Ма- лоярославецкий р- н Калужской об- ласти филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» Бело- усовское УМГ	На 57,5 км магистрального газопровода «Якшуновская СПХГ-КС Белоусово» Ø720×8 мм произошел раз- рыв с возгоранием. Причи- на аварии – коррозионное растрескивание под напря- жением трубы, а также не- удовлетворительное диа- гностирование в процессе эксплуатации технического состояния аварийного участка магистрального газопровода; непринятие мер для приведения маги- стрального газопровода в состояние, позволяющее осуществлять техническое диагностирование методом внутритрубного обследо- вания инспекционными приборами в целях выявле- ния дефектов – продольных стресс-коррозионных тре- щин.	От разрушения газопровода в земле образова- лась воронка длиной 30 м, шириной 25 м и глубиной 3 м. Зона термиче- ского воздей- ствия имела форму эллипса, вытянутого по оси газопровода на длину около 200 м и ширину 150 м, фрагмент разрушенного газопровода был обнаружен в 110 м от котлована.	Нет данных.

Продолжение Таблицы 1

Дата и место	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии	Число пострадавших, ущерб
02.04.2014 г. Республика Башкортостан, Белокатайский район, ООО «Газпром Трансгаз Уфа»	В нормальном режиме эксплуатации в Ургалинском ЛПУМГ на 139-м км газопровода магистрального газопровода «Челябинск-Петровск» произошло его разрушение с утечкой и возгоранием газа. Причины аварии - одновременное воздействие на узле подключения КС «Ургала» магистрального газопровода «Челябинск-Петровск» следующих факторов: положение профиля участка газопровода, способствующего неравномерному распределению напряжений, а также появлению переменных сезонных напряжений; старение металла, приведшее к охрупчиванию металла трубы; дефекты сварного стыка.	Утечка газа с последующим возгоранием.	Общий ущерб – 36810,042 тыс. руб.

1.3 Анализ основных факторов и причин возникновения аварий на газопроводах

Несмотря на предпринимаемые меры в области промышленной безопасности, вероятность возникновения аварий не исключена.

Причинами и факторами возникновения аварий на газопроводах могут быть:

- наличие опасного вещества – природного газа в больших количествах;
- разрушение металла коррозией под напряжением;
- скрытая коррозия и эрозия в газовой трубе;
- подземная и атмосферная коррозия;
- механические повреждения (оборудование, буровое оборудование, взрывные работы, вандализм и терроризм);
- дефекты оборудования, материалов и самих труб, при их изготовлении, транспортировки и строительных работах;
- периодические нагрузки, приводящие к усталости металла, а в следствие его разрушение;
- природные явления (движение почвы вследствие землетрясений, посева, оползней и других природных процессов).

Для надземных газопроводов может иметь место проседание их оснований при недостаточном забивании свай в грунты, возникающие в результате изгибающих напряжений, могут вызвать разрушение стенок трубопроводов.

Анализ статистических данных и выводов по расследованию причин возникновения аварийных ситуаций на трубопроводе показывает, что их можно собрать в следующие группы:

- отказы трубопровода, арматуры, его разгерметизация;

- отсутствие должного надзора за состоянием оборудования, арматуры и трубопровода;
- отступление от норм технологического регламента;
- отказы систем автоматики и энергетики;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

1.4 Мероприятия по снижению риска возникновения аварий на газопроводах

Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации системы межпромысловых трубопроводов обеспечивается следующими решениями:

- ведением технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента;
- периодическим патрулированием, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;
- поддержанием трубопроводов и арматуры в исправном состоянии за счет своевременного выполнения необходимых ремонтно-профилактических работ;
- соблюдением требований к охранной зоне;
- соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности (герметичность трубопроводов и арматуры) и противопожарной защиты;
- допуском к работе только лиц, имеющих специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- производством работ только на исправном оборудовании с исправными контрольно-измерительными приборами;
- своевременной модернизацией морально устаревшего или изношенного оборудования;

- регламентированными, соответствующими инструкциями, действиями персонала при нормальной работе, пусках, остановках трубопровода и аварийных ситуациях;

- не допускается эксплуатация оборудования без надежного заземления от статического электричества, молниезащиты;

- уведомлением руководителей организаций и населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении трубопровода и мерах безопасности.

Технические решения по обеспечению безопасности включают инженерные и организационные решения следующих групп:

- решения, сконцентрированные на исключение разгерметизации трубопровода и арматуры;

- решения, сконцентрированные на предупреждение аварий и локализацию выбросов опасных веществ;

- решения, сконцентрированные на обеспечение взрывопожаробезопасности;

- системы автоматического регулирования, блокировок и сигнализаций.

При эксплуатации газопровода необходимо соблюдать нормы технологического режима на всех стадиях эксплуатации.

В целях предупреждения аварийных выбросов опасных веществ и обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала в процессе эксплуатации исследуемого объекта выполняются следующие основные мероприятия:

- технологические процессы добычи, подготовки к транспорту и транспорта газа и конденсата полностью герметизированы;

- технологические процессы максимально автоматизированы;

- технологическое оборудование оснащено предохранительными клапанами на случай превышения давления сверх предусмотренного рабочим режимом;

- ежегодная тарировка предохранительных клапанов;
- молниезащита и защита от статического электричества технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль и управление технологическими процессами из операторной с помощью средств автоматики;
- технологические установки оснащены системой автоматического контроля и защиты, срабатывающей при отклонении от заданных параметров технологических процессов;
- оборудование, арматура и трубы выбраны из условия максимально возможного рабочего давления в них;
- применение бесшовных труб из хладостойких сталей;
- применение арматуры с затвором класса герметичности «А» и «В» ГОСТ 954493;
- установлены компенсаторы и другие технические средства, предотвращающие деформацию трубопроводов;
- производится регулярный контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами;
- производится периодическая проверка плотности крепления фланцевых и других видов соединений мыльным раствором, герметизация полости возможных мест утечек;
- производится регулярный контроль исправности действия свечей;
- освобождение аппаратов и трубопроводов от жидких продуктов в дренажные емкости перед их остановкой на ремонт.

2. Объект и методы исследований

2.1 Природно-климатическая характеристика района расположения газопровода

В административном отношении исследуемый объект находится в Каргасокском районе Томской области. Сообщение с г. Томском осуществляется автомобильным транспортом в зимнее время до месторождения по зимникам, в летнее время – по автодороге и воде, вездеходной техникой или вертолетом.

Месторождение №1 и объекты его обустройства расположены на территории Гослесфонда в левобережье р. Васюган в 20 км севернее пос. Средний Васюган. Климат района континентальный. Значительные площади занимают болота и торфяники. Грунты представлены мокрыми песками, супесями и суглинками.

Территория, на которой располагается исследуемый объект, слабо заселена.

В географическом отношении территория расположена в пределах Западно – Сибирской низменности, представляющая собой мало расчлененную равнину со слабо выраженными водоразделами. Местность от водоразделов постепенно и медленно понижается к речным долинам, в пределах долин обрывается несколькими ступенями, имеющими широкие террасы.

В геоморфологическом отношении район расположен в пределах Обь-Васюганского междуречья. Рельеф местности пологоволнистый, осложненный долинами рек и ручьев, частично нарушен при проведении ранее выполненных строительных работ.

Абсолютные отметки высот колеблются в пределах от 55 м до 94 м в долинах рек и до 101 м на водораздельном пространстве. Для территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими гривами. Заболоченные и обводненные участки в районе составляют до 40 %.

Газопровод «месторождение №1 – месторождение №2» пересекает ручьи и реки Малый Ехомьях, Лимпы, Васюган, Нюролька, Ихвета-Еган, 1-й Вачев, Погоньеган, а также ряд болот I, II, III типа. Начальной точкой трассы газопровода является газосборная гребенка с кустов скважин месторождения №1.

Место расположения исследуемого объекта относится к IV климатическому району в соответствии со СНиП 23-01-99. Согласно СНиП 2.01.07-85 район относится:

- к IV району по весу снегового покрова (нормативная снеговая нагрузка 150 кг/м²).

- к I району по скоростному напору ветра (нормативная ветровая нагрузка 23 кг/м²).

Трассы трубопроводов находятся за пределами заповедников, заказников, орехопромысловых зон, памятников природы и культуры. Район не сейсмичен, вероятность землетрясений, карстовых явлений ничтожно мала. Оползни, сели, лавины отсутствуют.

Климат Каргасокского района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом, основными формирующими факторами которого являются перенос воздушных масс с запада и влияние континента.

Взаимодействие указанных факторов придает своеобразие условиям циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией и определяет относительно быструю смену циклонов и антициклонов, способствующую частым изменениям погодных характеристик. Для всех сезонов характерно наличие сильных ветров.

Весенний период характеризуется неустойчивой температурой. Продолжительность холодного периода составляет 185-200 дней, теплого – 165-180 дней. Устойчивые морозы в среднем наступают – 27 октября, прекращаются – 1 апреля. Наибольшая высота снежного покрова достигает в марте 43 см. Наибольшее количество осадков летом – 553 мм.

Глубина промерзания суглинистых грунтов составляет 2.4 м, супеси – 2.6 м, торфа – 0,6 м.

Температура (СНиП 23-01-99*)

Наблюдается большой перепад температур внутри сезонов и суток.

Абсолютная максимальная температура – плюс 36 °С.

Абсолютная минимальная температура – минус 54 °С.

Среднегодовая температура – 1.6°С.

Температура наиболее холодной пятидневки (0,92 обеспеченностью) – минус 41 °С.

Общая продолжительность устойчивых морозов составляет 157 дней.

Зима суровая, холодная, продолжительная с сильными ветрами и метелями, весенними возвратами холодов, поздними весенними заморозками.

Лето сравнительно короткое, но, обычно, довольно теплое с непродолжительным жарким периодом.

Переходные сезоны очень короткие, особенно весна. Данные среднемесячных температур приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Среднемесячные температуры воздуха, °С

Метеостанция	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
«Катыльга»	-20.7	-18.7	-10.8	-0.7	7.3	15.2	18.0	14.4	8.7	0.1	-11.4	-19.4

В начале года среднесуточная температура воздуха - ниже нуля. Относительно быстрое увеличение среднесуточных температур характерно для весны. С апреля по май средняя месячная температура воздуха увеличивается примерно на 7,7 °С, а с мая по июнь - на 8,8 °С.

В летний период при быстром повышении среднемесячной температуры воздуха возможны отрицательные температуры, из-за вторжения арктического

циклона. Даже в июле, самом жарком месяце года, охлаждение возможно до минус 1 °С. Летом почти каждый год температура воздуха поднимается до 30 °С.

Первые заморозки в среднем отмечаются 15 сентября, ранняя дата заморозка – 19 августа, а самая поздняя – 6 октября. 4 сентября происходит устойчивый переход температуры воздуха через 10 °С, а 29 сентября – через 5 °С.

Средняя продолжительность безморозного периода – 113 дней, наименьшая – 77 дней, наибольшая – 141.

В начале октября среднесуточная температура воздуха принимает отрицательные значения, а после 24 октября происходит устойчивый переход температуры через минус 5 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки равняется минус 43 °С, наиболее холодных суток – минус 50 °С, а наиболее холодного периода (зимняя вентиляционная) – минус 32 °С. На температурный режим почвы существенное воздействие оказывают высота снежного покрова, сроки выпадения снега, влажность почвы. Средняя годовая температура почвы минус 3 °С.

Абсолютный максимум температуры поверхности почвы составляет 52 °С, минимум – минус 59 °С. Стабильного замерзания грунта наблюдается к концу октября, и максимально почва промерзает к концу марта. Оттаивает почва полностью приблизительно к концу мая. Глубина промерзания почвы данного района составляет 290 см.

Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, колеблется от 63 до 84% в течение года. Максимальная относительная влажность воздуха наблюдается летом в июне – июле. В дневное время летом относительная влажность близка к минимуму, а в ночное время достигает максимума 84 % в течение всего года.

Доминирующее направление ветра зимой - юго-восток, юго-запад, юг. Летом северные ветры: северный, северо-западный и западный. В течение года са-

мые слабые ветра от 0-1 до 2-3 м / с имеют наибольшую частоту. Тем не менее, максимальная скорость ветра может достигать 20-27 м / с и порывы 30 м / с. Среднегодовая скорость ветра составляет 2,6 м / с, в январе - 2,5 м / с и в июле - 2,0 м / с.

Наибольшее число дней с сильными ветрами отмечается в зимние месяцы, когда интенсивность атмосферной циркуляции максимальная. Наиболее сильные ветры почти везде имеют юго-западное и южное направление.

Средняя продолжительность сильных ветров составляет 4-7 часов. Преобладающее направление ветра - юго-западное и юго-восточное зимой, северо-западное и северное - летом. Ветры преобладают со скоростью 2 - 3 м / с. Ветровая нагрузка по СНиП 23-01-99 составляет 23 кгс / см². Самое ветреное время года - весна. В целом, ветры с юго-западного и западного направлений преобладают в течение всего года.

Самые высокие значения влажности воздуха наблюдаются в октябре - декабре: среднемесячная влажность составляет 82%. Годовая относительная влажность воздуха составляет 76%. Среднегодовое количество осадков по данным метеостанции составляет 515 мм. Летом выпадает значительное количество осадков (390 мм). Зимой количество дней с осадками увеличивается, но суточное количество уменьшается (до 125 мм). Месяц с наибольшим количеством осадков - июнь, июль и август, самый низкий в феврале. Среднее количество дней с осадками составляет 182.

Снежный покров. Средняя дата снежного покрова - 10 октября, а устойчивый снежный покров создается 26 октября. Весной разрушение снежного покрова начинается в конце апреля, а со временем снег тает в мае. Самые ранние и самые поздние даты отличаются от среднего на 10-20 дней. Высота снежного покрова в среднем составляет 56 см, максимальная высота – 73 см, минимальная – 34 см, высота снежного покрова, полученная по результатам снегосъемки, проводимой на

лесном участке, составляет в среднем 69 см, максимальная – 86 см, минимальная – 47 см.

Наибольшей высоты снежный покров достигает ко второй декаде марта, затем начинается его сход. Плотность снежного покрова изменяется за зиму от 150 кг/м³ (1 декада ноября) до 290 кг/м³ (3 декада апреля). По СНиПу 23-01-99* снеговые нагрузки для этого района составляют 240 кгс/м².

Гололедно-изморозевые и опасные явления. К опасным явлениям можно отнести: изморозь, туман, гололед, грозы и прочие. На территории Западной Сибири обледенение проводов происходит в большинстве случаев за счет изморози. Благоприятными условиями для возникновения изморози являются температура воздуха ниже -15 °С, ветер преобладающего юго-западного и южного направления до 10 м/с. Скорость ветра при максимальной величине отложений льда обычно бывает 2-5 м/с.

Изморозь образуется с октября по май с максимумом в декабре-январе. В зоне проложенного газопровода диаметр отложений изморози не превышает 18-19 мм. Одновременно с туманом или снегом часто наблюдается изморозь. Повторяемость их распространенности составляет от 80 до 90%.

Туман сохраняется от нескольких минут до нескольких дней. В течение холодного семестра туманы самые длинные. Температурный диапазон (максимальная частота образования и существования) от +36 °С до -44 °С. Образование льда связано с глобальным потеплением в холодное время года и выпадением жидких или смешанных осадков.

Лед наблюдается с сентября по май, максимум в ноябре и де Кабра. Образование и разрушение льда в течение дня зависит от суточного хода температуры воздуха. Продолжительность обледенения от 15 минут до 80-100 часов. Средняя продолжительность в Томской области от 4 до 18 часов. Температура воздуха при гололеде чаще всего от 0 °С до -7,9 °С.

Максимальные отложения льда на проводах наиболее часто наблюдаются при значении температуры от 0 °С до -5 °С. К особо опасным явлениям относится гололед с расчетной толщиной стенки гололеда более 20 мм, продолжительностью нарастания 15-20 часов и обледенения до 30-50 часов.

По гололеду Каргасокский район относится ко II району с расчетной толщиной стенки гололеда 15 мм. Толщина стенки гололеда на метеостанции «Катлыга» 7,7 мм

2.2 Технологическая характеристика газопровода

В состав системы межпромысловых трубопроводов «месторождения №1 – месторождения №2» входит:

- газопровод «месторождение №1 – месторождение №1» от газосборной гребенки месторождения №1 до установки комплексной подготовки газа месторождения №2 месторождения (Ø325×12 мм протяженностью 75600 м);

Основные характеристики газопровода «месторождение №1 – месторождение №2» представлены в таблице 3.

Таблица – 3 Основные характеристики газопровода «месторождение № 1 – месторождение № 2»

Протяженность, м	Рабочее проектное давление, МПа	Годовая проектная производительность, тыс. м ³ /год	Диаметр, толщина трубы, мм	Год ввода в эксплуатацию
75611	8	697200	325x12	2011г.

В состав линейной части газопровода входят:

- газопровод с запорной арматурой и переходами через естественные преграды;
- узлы запуска и приёма средств очистки и диагностики; средства электрохимической защиты трубопровода и ЛЭП;
- устройства энергоснабжения линейных потребителей.

По газопроводу транспортируется сырой газ эксплуатационных скважин. Сырой газ собирается в газопроводы-шлейфы из скважин кустов и подаётся через узел подключения в межпромысловый газопровод и транспортируется до входной газосборной гребенки и далее по газопроводу до У месторождения.

Газоконденсатная смесь выходит из скважин при положительных температурах, но при высоких давлениях вследствие чего происходит гидратообразование в трубопроводах.

Для предотвращения гидратообразований после выхода газоконденсатной смеси из входной гребенки, в газопровод подаётся метанол прямым впрыском насосами со склада метанола УКПГиК.

Для исключения попадания жидкостных пробок в дожимную компрессорную станцию месторождения №2 газ в конце трассы перед узлом входа шлейфов (УВШ) месторождения №2 проходит через сепаратор-пробкоуловитель.

Линейная часть газопровода выполнена из стальных, горячедеформированных труб диаметром 325 мм, с толщиной стенки 12 мм, изготовленных по ТУ 1317-233-014701602 из стали 13ХФА, выпускаемых Челябинским ТПЗ.

Запорная арматура представляет собой электроприводные цельносварные шаровые краны типа GTNK, GTWN, изготовленные предприятием по производству нефтегазового оборудования АО «DKG-EAST», Венгрия. Узел запуска и приема средств очистки и диагностики расположены в начале трассы км 1 (узел запуска), а также в конце трассы км 72 (узел приема).

Электрохимическая защита осуществлена станциями катодной защиты типа УКЗВ и УКЗН, расположенных на 1 км, 8 км, 13 км, 20 км, 32 км, 41 км, 56 км, 60 км, 71 км, 72 км. Изоляция трубопровода принята по ГОСТ Р51164-98 усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена.

Электроснабжение линейных потребителей осуществляется от вдольтрассовых ВЛ-6,10 кВ, запитанных от энергоисточников месторождения №1 и месторождения №2.

2.3 Характеристика и опасные свойства транспортируемого вещества

Наиболее важными потенциально опасными веществами, которые циркулируют в системе газопроводов, являются природный газ, газовый конденсат, метанол и стабильный конденсат.

Голубое топливо, транспортируемое по газопроводу, цвета не имеет, оно легче воздуха, низкотоксично и не содержит вредных примесей, превышающих приемлемые стандарты. Согласно санитарно-гигиеническим нормам природный газ относится к классу опасности 4 (малоопасные загрязнители) с предельно допустимой концентрацией в С – 300 мг/м³. Предел концентрации воспламенения в воздухе составляет 5-15% (по объему), температура воспламенения 645°С (по метану). Относительная плотность пластового газа составляет 0,695.

При высоком содержании природного газа в воздухе - уменьшается содержания кислорода, ГВС смесь задышается. В высоких концентрациях обладает наркотическим эффектом.

Природный газ содержит газовый конденсат в количестве от 220 до 110 г/м³ и пластовую воду в количестве от 2 до 195 г/м³. Нестабильный (деэтанализированный) газовый конденсат извлекается из природного газа и при подготовке к транспортировке в пропан-бутан фракция и стабильный конденсат разделены.

Из-за отделения паров тяжелых углеводородов от нестабильной конденсации в атмосфере риск пожара и взрыва газа значительно возрастает.

Конденсат характеризуется высокой взрывоопасностью и низким паром НПВ в воздухе, устойчивостью к рассеиванию тяжелых паров в атмосфере и достаточно высокой скоростью распространения пламени в паровоздушных смесях.

Пары конденсата имеют значительно более низкий предел воспламенения, чем природный газ. Пары тяжелых углеводородов, выделяющиеся при стабилизации, а затем при испарении газового конденсата, намного тяжелее воздуха. Поэтому в спокойную погоду они растекаются по поверхности и медленно распространяются, создавая накопление взрывоопасных смесей паров углеводородов с воздухом с очень низкими значениями НПВ (обычно 1,1-1,3 об. %) на большой площади.

Вредность паров конденсата и сжиженных углеводородных газов является относительно низкой, если они не содержат ненасыщенных углеводородов. В зависимости от воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества с низким риском). Их ПДК в воздухе такие же, как и для метана - 300 мг/м³ (в пересчете на С).

Из-за их высокой плотности по сравнению с воздухом они могут накапливаться в уровнях и задышаться, уменьшая содержание кислорода в воздухе.

Газообразный конденсат может оказывать негативное влияние на кожу человека и вызывать заболевания (сухость кожи, растрескивание, иногда дерматит, экзема). Ваш контакт со слизистыми оболочками особенно открыт.

Когда появляется нестабильный газовый конденсат, происходит сильное локальное охлаждение струи, а также металла и объектов, в которые она входит. Контакт с газовым конденсатом может вызвать ожоги.

Если конденсат содержит влагу, двуокись углерода и соединения серы, это вызывает повышенную коррозию трубопровода, особенно в низких местах вдоль

рельефа трассы трубопровода. Состав транспортируемого газа показан в таблице 4.

Таблица 4 – Компонентный состав транспортируемого газа

Наименование компонента	Состав транспортируемого газа	
	Мольный, %	Массовый, %
Метан (CH_4)	78,34	55,38
Этан (C_2H_6)	5,22	6,93
Пропан (C_3H_8)	4,24	8,23
Изо-Бутан ($i - \text{C}_4\text{H}_{10}$)	1,34	3,44
Бутан (C_4H_{10})	1,52	3,91
Пентаны (C_5H_{12})	1,36	4,32
C_6 , и выше	2,96	11,24
Вода (H_2O)	0,32	0,22
Углерода диоксид (CO_2)	0,70	1,35
Кислород (O_2)		0,03
Азот (N_2)	4,00	4,94

Метанол (CH_3OH , метанол, метиловый спирт, древесный спирт, карбонол) – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт. Имеет показатели: плотность $0,791 \text{ г/см}^3$; температура кипения $64,7^\circ\text{C}$; температура вспышки 16°C ; пределы воспламенения паров в воздухе (по объёму) 6,7-36,5; ПДК в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) 5 мг/м^3 ; ПДК в воздухе населённых пунктов максимально разовая $1,0 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная $0,5 \text{ мг/м}^3$.

Метанол является сильным ядом, который в основном поражает сосудисто-нервную систему. Возможно сильное отравление, потому что оно попадает в орга-

низм человека через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Прием 5-10 г метанола может вызвать тяжелое отравление, а 30 г - смертельная доза.

Стабильный конденсат в основном состоит из тяжелых углеводородов (молярная доля пентана и вышекипящих составляет 0.89, в том числе C5+C8 - 0.667) и представляет собой маловязкую прозрачную жидкость. По своим свойствам стабильный конденсат аналогичен легким нефтепродуктам типа бензина, керосина, пожаровзрывоопасен. Пары углеводородов тяжелее воздуха, скапливаются в пониженных местах рельефа. Пределы взрываемости от 1,5 до 14,5%. Температура стабильного конденсата на выходе УДСК 40°C.

2.4 Методология анализа

При оценке риска аварий, связанных с повреждением трубопровода используются методы выделения опасных веществ, методы расчета и модели аварийные процессы.

При оценке риска в исследуемых областях строятся все возможные сценарии аварий, которые вызваны всеми возможными событиями запуска (включая оценки ожидаемой частоты событий запуска и оценки потерь, вызванных всеми вариантами 'несчастный случай').

В этом случае рассматриваются все возможные исходные события. В зависимости от конкретных обстоятельств детализация и полнота обзора могут различаться, но этот процесс является контролируемым, управляемым и, при необходимости, подробный анализ может измениться. На этапе формирования перечня исходных событий, подлежащих рассмотрению, экстренная статистика учитывалась как на аналогичных предприятиях, так и в отрасли в целом.

Используемый методологический подход предполагает возможность использования разных инструментов (статистика, метод дерева отказов и т. д.) Для

идентификации и количественной оценки всех путей (сценариев) для возникновения начальных событий.

Подход, используемый при оценке рисков, основан на расчете (моделировании, симуляции) сценариев развития аварий. Моделируемые процессы включают в себя физические и химические явления аварии (взрыв, пожар, рассеивание облаков и разливы жидкости и т. Д.) И действия в чрезвычайных ситуациях (запуск и эксплуатация технических систем для определения места аварии, перемещения персонала, спасения), аварийные и аварийно-восстановительные работы).

После того, как мы рассчитали и описали зоны распространения физических параметров в окружающей среде для каждого из типичных сценариев аварий и обосновав критерии ущерба (учитывая механизм и особенности возникновения последствий в выбранной группе риска), получаем распределение на следующем шаге (поле). потенциальная опасность в районе источника. Кроме того, для каждого из аварийных сценариев, зон потенциального повреждения, из которого они формируются под воздействием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр его возможных состояний в течение характерного периода их изменений.

Основные принципы оценки степени риска аварий на проектируемых объектах вытекают из положений РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» и Методики оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности». Оценка степени риска объектов промышленного обустройства проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска проектируемого оборудования или отдельных участков трубопроводов.

Опасность – источник потенциального ущерба либо вреда или ситуация с возможностью нанесения ущерба, а риск или степень риска – это сочетание частоты или вероятности и последствий определенного опасного события. То есть по-

нятие риска включает в себя два элемента: частоту, с которой происходит опасное событие, и последствия опасного события, а оценка риска включает в себя анализ частоты, анализ последствий и их сочетание.

Оценка степени риска объектов обустройства газонефтяных промыслов состоит из следующих этапов:

- идентификация опасностей и определение типовых сценариев возможных аварий (РД 03-418-01, Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);

- определение вероятностей развития типовых сценариев возможных аварий (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах);

- прогноз частоты аварийных утечек (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах);

- оценку объемов аварийных выбросов опасных веществ (ФНиП ПБ «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», СП 12.13130.2009);

- прогнозирование последствий аварийных выбросов (определение зон действия поражающих факторов) (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, СП 12.13130.2009, ГОСТ Р 12.3.047-2012);

- определение вероятности поражения персонала от воздействия поражающих факторов (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах);

- оценка возможного ущерба (РД 03-496-02, Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов);

- оценка технического риска (Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);
- оценка потенциального риска персонала (РД 03-418-01, Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);
- оценка индивидуального риска персонала объекта (РД 03-418-01, Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);
- оценка коллективного риска обслуживающего персонала (РД 03-418-01, Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);
- оценка социального риска (РД 03-418-01, Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности);
- выработка рекомендаций по управлению риском на основе сравнения полученных оценок риска с критериями безопасности.

При проведении идентификации выявляются существующие опасности и определяются их характеристики. Идентификация опасности проводится на основе статистических данных по аварийным ситуациям, произошедшим на рассматриваемом оборудовании, а при отсутствии таких данных по аварийным ситуациям, произошедшим на аналогичном оборудовании с участием в авариях аналогичных опасных веществ. При проведении идентификации выявляются существующие опасности и определяются их характеристики, выявляются типовые сценарии возникновения и развития аварийной ситуации.

В результате реализации аварии на опасном промышленном объекте образуются поражающие факторы для населения, персонала, окружающей среды и самого объекта.

Анализ последствий реальных аварий в промышленности позволяет определить наиболее характерные поражающие факторы. В общем случае к ним относятся:

- воздушная ударная волна взрывов топливно-воздушных смесей (ТВС);
- тепловое излучение огненных шаров и горящих проливов легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ);
- токсические нагрузки;
- фрагменты образующихся при разрушении зданий, сооружений, технологического оборудования;
- осколки остекления;
- загрязнение окружающей природной среды.

Известные критерии поражения объектов можно условно разделить на детерминированные и вероятностные.

Детерминированные критерии приблизительно показывают значения параметров поражающих факторов, при которых наблюдается тот или иной уровень поражения (разрушения) окружающих объектов.

Вероятностные критерии показывают, какова вероятность того или иного уровня поражения (разрушения) при заданном значении поражающего фактора.

Типовые сценарии аварий определяются из условия наиболее вероятного и наиболее опасного развития событий при возникновении аварийной ситуации. В качестве характерных сценариев развития аварийной ситуации на технологическом оборудовании рассматриваются:

- наиболее вероятный – утечки из оборудования и трубопроводов через дефектное отверстие опасных веществ и загрязнение окружающей среды;

- наиболее опасный – полное разрушение оборудования, с последующим выбросом опасных веществ и возникновением поражающих факторов.

Для выявления причинно-следственных связей между отдельными событиями сценариев используются логико-графические методы анализа «дерева событий».

Алгоритм построения «дерева событий» состоит в последовательном определении событий, исходящих из основного события (аварийной утечки).

Определение вероятностей возникновения отдельных событий сценариев возможных аварий проводится на основе использования статистических данных и метода экспертной оценки.

Прогноз частоты аварийных утечек на технологическом оборудовании и трубопроводах проводится по упрощенной форме с использованием среднестатистических данных по аварийности.

Оценка количества аварийных выбросов включает в себя определение объема и массы опасного вещества, поступившего из технологического оборудования или участка трубопровода в случае возникновения утечки или разрушения.

Оценка количества аварийных выбросов опасных веществ, проводится с учетом технологических особенностей размещения и подключения технологического оборудования и трубопроводов, наличия систем АСУ ТП и т.д.

Оценка последствий аварийных выбросов опасных веществ, для различных сценариев аварий в общем случае включает в себя определение площади загрязнения сухопутных ландшафтов и водных объектов и зон действия поражающих факторов. В качестве характерных поражающих факторов для опасных веществ, обращающихся в оборудовании, применяемом для обустройства месторождений, рассматриваются тепловое воздействие пожара и ударная волна взрыва.

Условная вероятность поражения персонала тепловым воздействием пожаров определяется с использованием «пробит-функций». Поражающее действие

ударной волны на человека и объекты при взрывах ТВС определяется на основании трехпараметрического распределения Вейбулла.

В общем случае ущерб, причиненный авариями на объекте, определяется как сумма прямых финансовых потерь, затрат на ликвидацию аварии, социально-экономических потерь, ущерба окружающей среде, косвенных убытков и потерь государства в результате ликвидации трудовых ресурсов.

Ожидаемый ущерб определяется, как математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии, за определенное время.

Технический риск определяется, как частота отказа оборудования с последствиями определенного уровня за определенный период функционирования опасного производственного объекта на основании среднестатистических данных и полученных значений вероятностей конечных событий типовых сценариев аварий.

Потенциальный риск определяется, как частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории.

Индивидуальный риск определяется, как частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий.

Коллективный риск определяется, как ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенное время.

Социальный риск, или F/N-кривая определяется, как зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N.

Уровни приемлемого риска определяются в каждом конкретном случае. Основным требованием к выбору или определению критерия приемлемого риска является его обоснованность и определенность. При этом критерии приемлемого риска могут задаваться нормативной документацией, определяться на этапе планирования анализа риска и (или) в процессе получения результатов анализа.

Критерии приемлемого риска определяются исходя из совокупности условий, включающих определенные требования безопасности и количественные показатели опасности. Оценка приемлемого уровня риска, основывается на статистические оценки

риска, которому подвергается обычный человек на протяжении своей жизни.

Обобщенный уровень повседневных рисков для населения принимается за норму (приемлемый уровень).

2.5 Методы анализа опасностей

Выбор метода анализа опасности определен этапом функционирования объекта: эксплуатация, целью анализа: выявление опасностей и количественная оценка риска. В данной работе из рекомендуемых РД 03-418-01 применен количественный метод «анализ дерева событий».

Этот метод позволяет отслеживать возможные аварийные ситуации, возникающие в результате отказов оборудования или прерывания процесса, которые действуют как начальные события запуска.

Анализ дерева событий представляет собой процесс «значительного продвижения вперед», то есть процесс, в котором пользователь начинает с начального события и рассматривает цепочку последующих аварий.

Дерево событий обеспечивает строгий способ записи последовательностей событий и определения взаимосвязи между инициирующими и последующими событиями, комбинация которых приводит к аварии. Наиболее важные из них определяются либо ранжированием, либо количественным анализом.

Метод дерева событий подходит для анализа загрузочных событий, которые могут привести к различным эффектам. Каждая ветвь дерева событий пред-

ставляет собой отдельный эффект (последовательность событий), который представляет собой четко определенный набор функциональных связей.

Процедура совокупного моделирования для количественной оценки среднего ущерба от промышленных аварий с использованием диаграмм причин и следствий «дерева» обычно включает в себя серию итераций, каждая из которых включает следующие этапы:

- выбор опасного процесса и уточнение цели его моделирования;
- построение моделей типа «дерево событий»;
- проведение качественного анализа моделируемого процесса;
- количественная оценка техногенного риска (величины среднего ущерба), ожидаемого при осуществлении исследуемого процесса;
- обоснование мероприятий по снижению техногенного риска.

Последним этапом процедуры построения дерева событий является описание последовательности событий, приводящих к аварии и событий, которые должны представлять множество всех последствий, сопровождающих исходное событие.

3. Оценка риска аварии

3.1 Определение типовых сценариев возможных аварий

Следуя из возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций с учетом отказов и неполадок оборудования, возможных не правильных действий персонала и внешнего воздействия природного и техногенного характера, сделаем вывод, что аварии на исследуемом участке будут развиваться по общей схеме.

Практика показала, что небольшие выбросы являются наиболее вероятными, т.к. полное разрушение трубопроводов мало вероятно, чем образование локальных утечек. Однако незначительные утечки в случае неконтролируемого развития аварийной ситуации могут привести к разрушению устройств, которые содержат значительно больший объем опасных веществ. Последствия первоначального выброса совпадают с последствиями выброса большого объема опасных веществ.

Поэтому необходимо оценить и рассмотреть сценарии аварий, при которых оборудование разрушается с последующим максимальным выбросом опасного вещества.

Под сценарием возможных аварий подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (истечение, распространение, пожар, взрыв и т. Д.), Вызванных конкретным начальным событием (например, нарушением непроницаемости оборудования).

При определении и анализе типичных аварийных сценариев и разработке аварийных ситуаций использован метод анализа – «Дерево отказов и событий».

На основе блок-схемы (рисунок), формирующей различные виды сценариев развития аварий, были выделены основные сценарии с выделением ключевых со-

бытий, приводящих к нанесению значительного материального ущерба и/или гибели людей.

По характеру последовательности и сочетания различных событий, возникающих в результате выброса газа/разлива конденсата, для исследуемого объекта определены следующие группы сценариев:

- Ф – горение 2-х независимых высокоскоростных струй газа, истекающего из концов разрушенного газопровода (факельное горение);
- РВ – взрыв первичного облака ГВС (природный газ) в открытом пространстве на месте разгерметизации;
- Л – ликвидация аварии без опасных последствий.

Группа сценариев СГП-Ф: аварии с образованием факельного горения

Разрыв линейной части газопровода на полное сечение на участке грунта с «низкой» несущей способностью → разброс осколков, образование ударной волны за счет энергии расширяющегося газа → истечение газа в виде двух свободных струй → наличие источника воспламенения → сгорание части шлейфа газа в дефлаграционном режиме с образованием ударной волны (раннее зажигание) → горение 2-х независимых высокоскоростных струй газа, истекающего из концов разрушенного газопровода → прямое огневое воздействие на окружающую среду → термическое воздействие на окружающую среду.

Группа сценариев СГП-РВ: аварии с взрывом первичного облака ГВС

Разрыв линейной части газопровода на полное сечение → разлет осколков, образование ударной волны за счет энергии расширяющегося газа → истечение струй газа → образование локальной зоны загазованности (облака ГВС) → попадание источника зажигания → воспламенение облака + его дефлаграционное сгорание с образованием воздушной ударной волны → попадание флоры, фауны в зону поражения.

Группа сценариев СГП-Л: аварии без возникновения поражающих факторов

Разгерметизация газопровода → поступление в окружающую среду опасного вещества (природного газа) → образование облака ГВС → отсутствие источника зажигания → рассеяние взрывоопасного парогазового облака → загрязнение окружающей природной среды → ликвидация аварии.

Наиболее вероятные сценарии развития аварий в исследуемой области включают аварийные остановки процесса из-за отказов (разрушения) или декомпрессии клапанов, компонентов системы автоматизации, в дополнение к авариям, связанным с работой одной или нескольких систем. защиты. стандарт из-за отказа электричества, несчастных случаев по групповым сценариям С-Л, и наиболее опасной аварии - аварии в соответствии со сценариями группы С-РВ.

Последствия аварии на линейной части трубопроводов зависят от размеров аварийного отверстия. Для оценки риска аварий выбирается сценарий, связанный с выбросом газа вследствие нарушения целостности трубопровода по типу гильотинный разрыв (характерный размер отверстия – отношение длины щели к условному диаметру трубопровода – 1,5D)

Последствия выброса опасного вещества при возникновении аварийной ситуации будут различны в зависимости от характера повреждения трубопровода (свищ, трещина, разрыв), от времени года (лето, зима), от условий местности (переход трассы трубопровода по суходолу, по болоту, через водную преграду). Для оценки максимального риска будем рассматривать возникновение аварийной ситуации в летний период, когда температура воздуха максимальна и возникновение поражающих факторов наиболее вероятно.

Поражающие факторы при развитии аварии в зимнее время не рассчитываются, т.к. нет свободного растекания конденсата, будет образовываться нефтезагрязненный снег, лед. Поражающие факторы при развитии аварии на линейной части трубопровода в летнее время – интенсивность теплового излучения пожара

разлива конденсата, факельного горения при возгорании природного газа; избыточное давление взрыва природного газа или паров конденсата.

Перечень возможных сценариев аварий, принятых к рассмотрению, приведен в таблице.

Таблица 5 - Перечень сценариев возможных аварий

Наименование составляющей оборудования	Иницирующее аварию событие и сценарии развития пожароопасной ситуации	Код сценария
Линейная часть трубопровода	Разрыв газопровода	
	выброс газа → воспламенение → факельное горение	CN-Ф
	выброс газа → образование облака ГВС → воспламенение ГВС → взрыв облака ГВС	CN-PB
	без опасных последствий	CN-Л

3.2 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Для рассматриваемых сценариев развития аварии исследуемого объекта проведена оценка опасных веществ, участвующих в аварии.

Для оценки аварийного выброса опасных веществ наиболее важным является время с начала обнаружения утечки. Полное разрушение газопровода с точки зрения оперативного обнаружения и количества опасных веществ, участвующих в выбросе, менее опасно, чем появление свища в плохо контролируемом месте.

Аварийный выброс опасного вещества при частичной разгерметизации трубопровода начинается с небольшого отверстия и, если вы не предпримете мер по ее устранению, со временем увеличивается. Максимальное время внешнего обна-

ружения в некоторых случаях может составлять до 12 часов (50% контрольного периода). Заметное снижение давления в оборудовании используется в качестве сигнала аварийной остановки.

Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварийном выбросе проводится для наиболее опасного типа повреждения – разгерметизация трубопровода с условным диаметром отверстия равным проходному сечению (гильотинный порыв).

При оценке количества опасных веществ, участвующих в аварии, в качестве исходных данных принимаем:

- количество опасного вещества, вышедшее из аварийного оборудования, согласно максимальной производительности объекта, с учетом времени отключения запорной арматуры (время закрытия электрозадвижки 120 секунд, с ручным приводом – 300 секунд (СП 12.13130.2009));

- площадь пролива на линейной части конденсатопровода принимаем согласно Приложению Ж к Методическому руководству по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах (РД-13.020.00-КТН-148-11);

- для упрощения расчетов принято допущение, что первичное облако ТВС (при раннем взрыве) состоит из метана (16 кг/кмоль), вторичное облако – из пропана, т.к. молярные массы паров нефти (48 кг/кмоль) и пропана (44 кг/кмоль) близки по значениям;

- горение конденсата происходит по всей площади разлива.

- коэффициент участия горючих газов и паров для горения на открытых площадках равен 0,1 от количества опасного вещества, попадающего в окружающее пространство, в соответствии с федеральными правилами и нормами общественной безопасности "Общие правила взрывозащиты для «Химическая, нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленности, взрывоопасные и опас-

ные для пожара», «Методика определения расчетных значений пожарного риска на производственных предприятиях»;

- весь объем газа, отводимого из аварийного участка газопровода, участвует в формировании вредных факторов при авариях с пожарами при выбросе газа;
- в формировании зон действия первой ударной волны на газопроводе участвует масса сжатого газа, заключенная по длине разрушенного участка;
- масса газа, участвующего в образовании ударной волны при сгорании горячей воды, была принята равной массе газа, приложенного при рабочем давлении в разрушенном участке, плюс массу газа, выходящего с концов Разрушенный газопровод во время задержки зажигания (принимается 0,4 секунды). Исходные данные, оказывающие наибольшее влияние на рассчитываемые показатели риска:
- количество опасного вещества, участвующего в реализации сценария.

3.3 Прогнозирование объема выброса газа при разрыве трубопровода

Объемы газовых выбросов при разрыве газопровода при истечении из двух концов разрыва определялась как сумма потерь за счет [СТО Газпром 2-2.3-400-2009]:

- частичного опорожнения участков газопровода до остановки перекачки по трубопроводу (закрытия соответствующих кранов) – напорный режим истечения газа;
- полного опорожнения отсекаемых участков газопровода после закрытия линейных кранов.

Время истечения газа в напорном режиме составляет порядка 10 мин и складывается из времени обнаружения аварии (порядка 5 мин) и времени перекрытия охранных кранов (5 мин при ручном закрытии кранов).

Объемы газа, выброшенного в безнапорном режиме на первой стадии, будут определяться временем, затрачиваемым персоналом промысла на дорогу до кра-новых узлов и их перекрытия.

При своевременном реагировании на аварию и ручном закрытии кранов суммарное время истечения на первой стадии составляет около 50 мин. В качестве консервативной оценки рассматривалось полное опорожнение участка газопрово-да.

При порыве газопровода расчет ожидаемого объема утечки проводится по следующей формуле.

Объем утечки $V_{\text{порыв}}$, соответствующий периоду времени с возникновения аварийной ситуации до момента закрытия отсекающих задвижек газопровода, производится по формуле:

$$V_{\text{порыв}} = G * T_{\text{обнар}} / \rho \quad (1)$$

где G – расход газа в соответствии с технологическим режимом, т/мин;

$T_{\text{обнар}}$ – суммарное время, затраченное на обнаружение утечки и закрытие кранов, ч (10 минут);

ρ – плотность опасного вещества, т/м³.

Объем газа между запорными задвижками трубопровода V_z рассчитывается по формуле с учетом давления и температуры газа. Любой газ способен расши-ряться.

Следовательно, значение объема, который занимает газ, недостаточно для определения его массы, так как в любом объеме, целиком заполненном газом, его масса может быть различной. Плотность газа при стандартных условиях (давление 101 325 Па, температура 293,16 К (+20 °C)) равна 0,994 кг/м³.

Измеренный объем газа в газопроводе приводится к стандартным физиче-ским условиям. Для приведения объемов газа к 20° С и 760 мм рт. ст. может быть применена следующая формула:

$$V_{20^{\circ}\text{С и } 760 \text{ мм.рт.ст.}} = V_p * \frac{p}{760} * \frac{293,16}{T} = 0,383 * V_p * \frac{p}{T} \quad (2)$$

где $V_{20^{\circ}\text{С и } 760 \text{ мм.рт.ст.}}$ объем газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., м³;

V_p объем газа в рабочих условиях, м³;

p абсолютное давление газа в рабочих условиях, мм рт. ст.;

T абсолютная температура газа в рабочих условиях, °К.

Результаты расчета количества аварийных выбросов опасных веществ, количества веществ, участвующих в создании поражающих факторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии на исследуемом объекте

№ участка	Наименование оборудования	Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, т	
		Тепловое излучение	Ударная волна
		$C_{гп} - \Phi$	$C_{гп} - РВ$
1/1	Задв. № 0 (узел подключения к шлейфам месторождения №1) – задв. № 1 (узел запуска СОД км 0)	79,11	4,03
1/2	Задв. № 1 (узел запуска СОД км 0) – задв. № 10 (км.10)	79,11	49,58
1/3	Задв. № 10 (км.10) – задв. № 15	79,11	26,80
1/4	Задв. № 15 – задв. № 18	79,11	19,30
1/5	Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32)	79,11	71,82
1/6	Задв. № 32 (км.32) – задв. № 43 (км.43)	79,11	61,64
1/7	Задв. № 43 (км.43) – задв. № 44 (км.44)	79,11	5,37
1/8	Задв. № 44 (км.44) – задв. № 57 (км.57)	79,11	69,67
1/9	Задв. № 57 (км.57) – задв. № 72 (узел приема СОД км 73)	79,11	71,28
1/10	Задв. № 72 (узел приема СОД км 73) – задв. № 75 (узел сепаратора-пробкоуловителя месторождения №2)	79,11	25,73

Продолжение Таблицы 6

№ участка	Наименование оборудования	Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, т	
		Тепловое излучение	Ударная волна
		$C_{гп} - \Phi$	$C_{гп} - РВ$
1/11	Задв. № 15 – задв. № 15.12.0 (КЗСОД, км 15) (резервная нитка ч/з р. Васюган)	79,11	0,30
1/12	Задв. № 15.12.0 – задв. № 18.21.9 (КПСОД, км 15) (резервная нитка ч/з р. Васюган)	79,11	18,39
1/13	Задв. № 18.21.9 (КПСОД, км 15) – задв. № 18 (резервная нитка ч/з р. Васюган)	79,11	0,30
1/14	Задв. № 43 – задв. № 43.12.0 (КЗСОД, км 43) (резервная нитка ч/з р. Нюролька)	79,11	0,30
1/15	Задв. № 43.12.0 – задв. № 44.21.9 (КПСОД, км 43) (резервная нитка ч/з р. Нюролька)	79,11	7,83
1/16	Задв. № 44.21.9 (КПСОД, км 43) – задв. № 44 (резервная нитка ч/з р. Нюролька)	79,11	0,30

Проанализировав данные таблицы 6, можно сделать вывод, что наиболее опасный участок является участок № 1/5.

3.4 Определение частоты и условной вероятности возникновения аварий и построение «дерева событий»

Любой сценарий, описывающий аварию, начинается с инициирующего события (разгерметизация участка трубопровода, содержащего взрывопожароопасное вещество, и утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой.

Частоты основных событий, приводящих к аварии и образованию поражающих факторов на исследуемом объекте, приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Частоты основных событий, приводящих к аварии и образованию поражающих факторов на исследуемом объекте

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Иницирующее аварию событие	Вероятность отказа (инцидента), 1/год
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32))	Разгерметизация (порыв) трубопровода Ø325×12, L=13400 м	$1,76 \cdot 10^{-4}$

Сценарии развития аварии при реализации рассматриваемых сценариев на исследуемом объекте, могут быть приближенно представлены в виде «деревьев событий», которые представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – «Дерево событий» в результате разгерметизации газопровода.

Вероятность реализации сценария при развитии аварии равна произведению вероятности отказа оборудования на вероятность возникновения сценария.

Вероятности реализации сценариев развития аварий на исследуемом объекте представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Вероятности реализации сценариев развития аварии на исследуемом объекте

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Обозначение сценария	Поражающий фактор	Вероятность реализации сценария, 1/год
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32)	$C_{гп} 1/5 - \Phi$	тепловое излучение	$8,82 * 10^{-6}$
	$C_{гп} 1/5 - РВ$	ударная волна	$1,76 * 10^{-7}$

3.5 Определение показателей риска

Оценка степени риска исследуемого объекта выполнена в соответствии с РД 03- 418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» и Методике оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности.

Риск аварии – мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий.

Основными количественными показателями риска аварии являются: индивидуальный риск, потенциальный территориальный риск, коллективный риск, социальный риск.

Индивидуальный риск – частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий;

Потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск) – частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории;

Коллективный риск – ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенное время;

Социальный риск, или F/N кривая – зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N.

Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей.

Количественные показатели риска рассчитываются на основе методик описанные в методике оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности.

Результаты оценки условной вероятности поражения человека и индивидуального риска в случае возникновения аварийной ситуации по рассматриваемым сценариям на удалении 50 м от оборудования приведены в таблице 9, коллективного риска – таблице 10.

Таблица 9 - Значения индивидуального риска персонала

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Обозначение сценария	Поражающий фактор	Условная вероятность поражения	Индивидуальный риск, 1/год
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32)	$C_{гп} 1/5 - \Phi$	тепловое излучение	0	0
	$C_{гп} 1/5 - РВ$	ударная волна	0,99	$1,75 * 10^{-7}$

Таблица 10 - Значения коллективного риска для персонала

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Рассматриваемые сценарии	Коллективный риск, чел/год
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32))	$C_{гп} 1/5 - \Phi$, $C_{гп} 1/5 - РВ$	$5,3 * 10^{-7}$

Средний риск нанесения ущерба рассчитан, исходя из частоты возникновения аварии и ущерба при ее реализации. Результаты расчетов приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Средний риск нанесения материального ущерба

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Обозначение сценария	Средний риск нанесения материального ущерба, руб/год
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32)	$C_{ГП} 1/5 - \Phi$	$5,1 * 10^{-3}$
	$C_{ГП} 1/5 - РВ$	$5,0 * 10^{-4}$

В соответствии с РД 03-418-01 потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск) – частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории. Потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства.

Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т.е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени).

Результаты оценки потенциального риска поражения человека в случае возникновения аварийной ситуации по рассматриваемым сценариям на исследуемом объекте приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Значение потенциального риска

Участок системы межпромысловых трубопроводов	Значение потенциального риска, 1/год на расстоянии 50 м от места возможной аварии
№ 1/5. Задв. № 18 – задв. № 32 (км.32))	$1,8 * 10^{-7}$

На рисунках 2 и 3 представлен анализ рисков в виде диаграмм F / N и F / G.

Диаграмма F / N показывает зависимость числа людей, затронутых вероятностью реализации данного сценария.

Диаграмма F / G показывает зависимость общего ущерба от вероятности сценария.

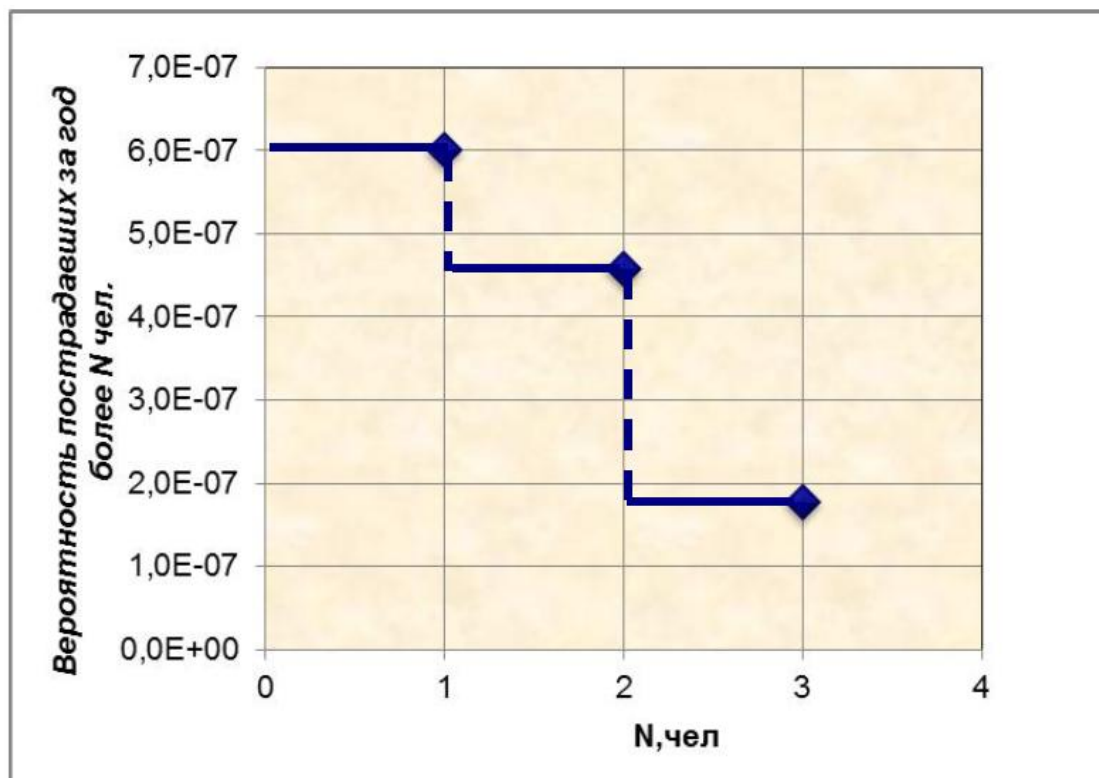


Рисунок 2 - F/N диаграмма

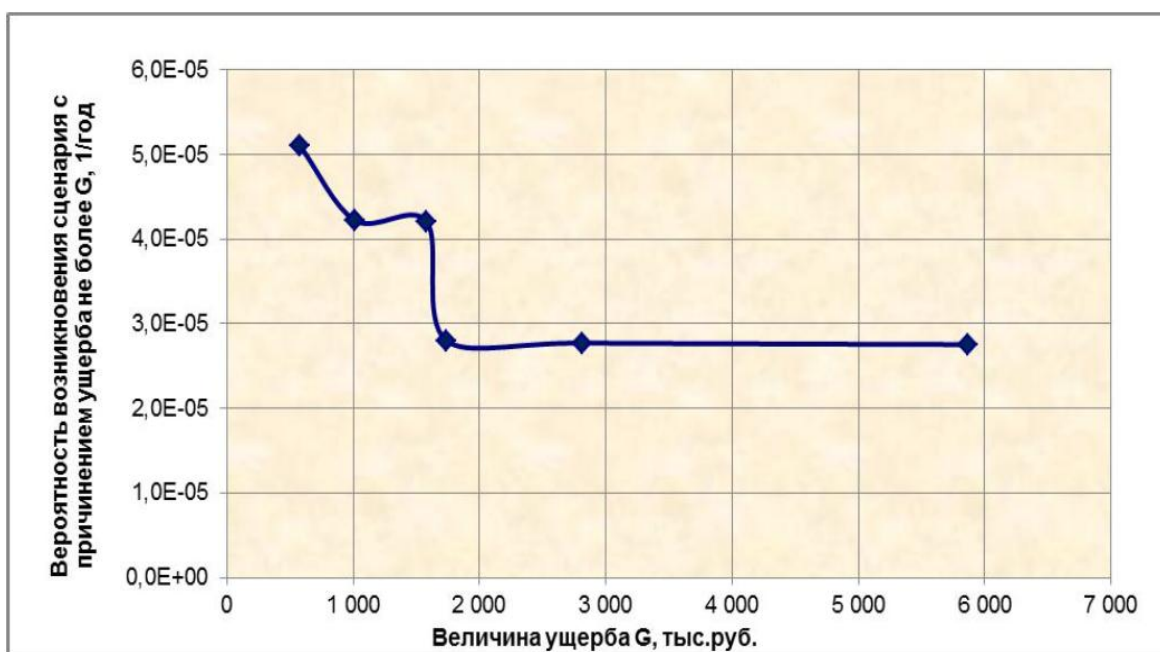


Рисунок 3 – F/G диаграмма

3.6 Разработка предложений по уменьшению риска аварии на газопроводе

Для обеспечения промышленной безопасности, защиты производственного персонала и территорий от аварий или чрезвычайных ситуаций техногенного характера, учитывая повышенную опасность технологического объекта, для газопровода разработать план организационных и технических мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и снижение риска аварий.

Предполагаемые меры по снижению риска аварий и чрезвычайных ситуаций:

1. Проведение своевременного технического освидетельствования и диагностики газопровода.

2. Организация качественного контроля за выполнением производственного процесса, нормативно-методических документов и технологической документации.
3. Организация обучения персонала предприятия в области промышленной безопасности.
4. Организация обучения персонала предприятия мерам пожарной безопасности.
5. Соблюдение мер пожарной безопасности при строительстве, эксплуатации и ремонте газопровода и его сооружений.
6. Обеспечение условий выполнения Постановления Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г. «О противопожарном режиме» и ФНиП ПБ «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. Приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 г. № 96).
7. Проведение контроля ПДВ на узлах пуска и приема средств очистки и диагностики, на узлах установки арматуры.
8. Обеспечение эксплуатации территории объекта в соответствии с нормативными документами Росприроднадзора.
9. Организация создания и согласования планов по охране окружающей среды на объекте.
10. Обеспечение персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты (СИЗ) и оборудование мест хранения СИЗ.
11. Организация и проведения занятий с персоналом по действиям при возникновении аварии.
12. Организация и проведение учебных тренировок и тревог с персоналом по действиям при возможной аварии.

13. Обеспечение нормальных условий для эффективного и непрерывного контроля за охранной зоной объекта.

14. Организация непрерывной связи между обходчиками трассы и между дежурным персоналом диспетчерской службы.

3.7 Выводы

Наиболее опасной составляющей исследуемого объекта являются участки линейной части трубопроводов, имеющие большую протяженность и производительность. Наиболее значимыми факторами, влияющими на показатели риска рассматриваемого объекта, являются:

- большое количество взрыво-, пожароопасных веществ, участвующих в технологическом цикле объекта;
- необходимость ведения технологических процессов при высоких давлениях (до 8 МПа) и температурах (до 30 °С);
- наличие большого числа фланцевых соединений, сварных стыков, определяющих возможность утечек углеводородного сырья из технологических участков трубопроводов;
- возможность образования взрывоопасной среды при разгерметизации и разрывах технологических участков;
- выход границ зон возможного действия поражающих факторов за территорию объекта вследствие дрейфа облака ГПВС.

Летальное поражение персонала (1-3 чел.) при реализации аварий на трассе газопровода возможно при проведении осмотра трассы или при проведении ремонтных работ, если авария произойдет именно в месте нахождения персонала.

С точки зрения гибели людей наибольшую опасность представляют аварии группы сценариев С-РВ, С-ПВ на участках при пересечении трассами трубопро-

водов автомобильных дорог. На основе выявленных сценариев развития аварии для системы межпромысловых трубопроводов месторождения №1 были определены массы выброса опасных веществ, параметры действия полей поражающих факторов, последствия разработанных сценариев развития возможных аварий.

При авариях на различных участках системы межпромысловых трубопроводов месторождения №1 масса выброса газа составляет от нескольких килограммов до 1071,27 т (авария на участке № 1/5 газопровода «месторождения №1– месторождения №2» (зав. № 18 – зав. № 32 (км. 32))).

Расчетные показатели индивидуального риска $R_{\text{инд}}$ (год⁻¹), при «гильотинном» разрыве трубопроводов находятся в пределах: $1,8 \cdot 10^{-7} \dots 8,9 \cdot 10^{-8}$.

Составляющие исследуемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска приведены в таблицах.

Анализ риска показал:

- наиболее опасным сценарием развития аварии на исследуемом объекте с образованием поражающих факторов является взрыв природного газа в результате порыва участка № 1/5 газопровода «месторождения №1 – месторождения №2» (зав. № 18 – зав. № 32 (км.32)) – сценарий СГП1/5-РВ. Вероятность реализации данного сценария $1,76 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹ – при реализации этого сценария прогнозируется наибольшая зона воздействия поражающего фактора (радиус поражения взрывной волной давлением 3 кПа достигает 1261 м) и наибольшее количество пострадавших, в том числе смертельно – до 3 человек.

В соответствии с «Руководством по анализу рисков опасных производственных объектов» РД 03-418-01 вероятность аварии делится на 5 уровней:

1) частый отказ - ожидаемая частота возникновения > 1 год⁻¹ (происходит более одного раза в год при установке);

2) вероятный сбой - ожидаемая частота возникновения $1 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ (несколько раз в течение срока службы объекта);

3) возможный сбой - ожидаемая частота события 10^{-2} - 10^{-4} год $^{-1}$ (отдельные случаи в национальной практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);

4) редкий сбой - ожидаемая частота возникновения составляет 10^{-4} - 10^{-6} год $^{-1}$ (отдельные случаи в мировой практике эксплуатации НПЗ);

5) почти ненадежный сбой - ожидаемый уровень заболеваемости составляет $< 10^{-6}$ лет $^{-1}$ (теоретически возможно, но не зарегистрировано на практике).

Из приведенных оценок можно сделать вывод, что отказ на полное разрушение основного оборудования (разрыв трубопровода), с которым связаны основные опасности на исследуемом объекте, относится к категории «редкий отказ».

Проведенный анализ потенциальных опасностей исследуемого объекта, связанных с его технологическими процессами, позволил установить:

- условия эксплуатации технологического оборудования рассмотренного объекта соответствует действующим нормам и правилам в области промышленной безопасности, локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций, защите населения и территории;

- на основе выявленных сценариев развития аварии для каждого из них рассмотрены и определены параметры полей действия поражающих факторов.

При этом радиус зоны смертельных поражений может составить до 150 м, а зон разрушений до 1261 м, что характерно для аварий на технологических системах, в которых обращается значительное количество опасных веществ;

- на основе полученных результатов анализа и критериев риска можно констатировать, что индивидуальный, социальный риск, а также ожидаемый годовой ущерб на исследуемом объекте соответствует зоне приемлемого риска.

Результаты расчетов индивидуального риска позволяют заключить, что уровень индивидуального риска для обслуживающего персонала исследуемого объекта ниже допустимого уровня пожарной опасности, который согласно Федерально-

му закону РФ № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г. (с изм.) составляет 10^{-6} год $^{-1}$.

Учитывая тот факт, что полностью исключить возможность возникновения производственных аварий на исследуемом объекте невозможно, производственный персонал, спасательные службы и специалисты по чрезвычайным ситуациям должны быть осведомлены о возможных чрезвычайных ситуациях на объекте и готовы к реальным действиям при возникновении аварий.

Реализация планируемых организационных и технических мероприятий по повышению промышленной безопасности позволит обеспечить необходимые условия эксплуатации помещений, зданий, сооружений, оборудования и техники, а также ограничить уровень риска для персонала в приемлемых границах.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Установки, предназначенные для выполнения определенных технологических процессов на предприятиях и участках газопровода нефтегазовой отрасли, представляют собой сложный комплекс аппаратов, агрегатов и всевозможного вида оборудования, эксплуатирующегося на регулярной основе. Соответственно, всегда присутствует угроза возникновения аварийной ситуации в любом из блоков и на любом виде оборудования.

Суть исследования заключается в разработке мероприятий, обеспечивающих предупреждение возможного образования облака горючей газовоздушной смеси в следствие истечения газа через фланцевые соединения, клапана, запорно-регулирующую арматуру и скопления взрывоопасного вещества в застойных зонах в радиусе работы установки по компримированною и разделению пирогаза на площадке производства мономеров.

Потенциальными потребителями результатов проведенного исследования являются все предприятия нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

	Изменение параметров измерения		
	Полное изменение параметров	Частичное изменение параметров	Нет возможности изменять параметры
С автоматическим управлением			
С ручным управлением			

Рисунок 4 - Карта сегментирования рынка устройств по измерению объема акустическим сигналом.

 - существует на рынке;  - отсутствует на рынке.

Исходя из данных карты сегментирования видно, что в сфере нефтедобывающей промышленности по устройствам с автоматическим управлением и с возможностью изменять параметры измерения будет достаточно высокая конкуренция. Конкуренция ниже будет на устройства с ручным управлением и с частичным изменением параметров, так как на такие устройства в современное время не большой спрос. Следовательно, использование устройства с автоматическим

управлением и с возможностью изменять параметры измерения более целесообразно, но конкуренция при этом высока.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, представленной в Таблице 12.

Таблица 12 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ф	к1	к2	ф	к1	к2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
2. Энергоэкономичность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
3. Надежность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
4. Уровень шума	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
5. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
6. Простота эксплуатации	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
7. Помехоустойчивость	0,1	3	4	4	0,3	0,4	0,4
8. Безопасность	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
Экономические критерии оценки эффективности							
9. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
10. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
11. Цена	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Итого	1	49	42	38	4,25	3,95	2,95

Ф – устройство с полной реализацией и программным обеспечением, с возможностью менять все параметры измерений; К1 – устройство с полной реализацией и программным обеспечением, но с частичной возможностью менять параметры измерений; К2 – устройство с частичной реализацией (ручным управлением) и программным обеспечением, но без возможности изменять параметры измерения.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в Таблице 1, подбираются, исходя из выбранных объектов срав-

нения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (3)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурентна;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – бал i -го показателя.

Исходя из значений, приведенных в Таблице 1, можно сделать вывод, что разработанное устройство конкурентоспособное за счет таких показателей как: удобство в эксплуатации, функциональная мощность, безопасность и цена. Однако, для того чтобы быть еще более конкурентоспособным, нужно уделить внимание на такие показатели как: помехоустойчивость и уровень шума.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Первый этап SWOT-анализа.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие опытного руководителя. С2. Актуальность разработки. С3. Не требует уникального оборудования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Применение проекта только для газодобывающей промышленности. Сл2. Возможность появления новых методов. Сл3. Медленный процесс вывода на рынок новой методики. Сл4. Многостадийность методики.
Возможности: В1. Возможность создания партнерских отношений с рядом исследовательских институтов. В2. Возможность выхода на внешний рынок. В3. Рост потребности в обеспечении безопасности технологического-производственного процесса.	Большой потенциал применения исследования, а также возможность выхода на внешний рынок; Рост потребности в обеспечении безопасности технологического-производственного процесса, не требующей использования специального оборудования.	Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами.
Угрозы: У1. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, усовершенствование текущих методов. У2. Захват внутреннего рынка иностранными компаниями. У3. Закрытие нефтегазоперерабатывающих предприятий на территории РФ.	Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя и потребность в уникальном оборудовании.	Медленный вывод на рынок позволит переждать период спада спроса на методики оценки риска линейного газопровода.

Далее производится реализация второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 14 - Интерактивная матрица проекта (сильные стороны).

Сильные стороны проекта						
		S1	S2	S3	S4	S5
Возможности проекта	O1	+	+	-	+	+
	O2	-	0	+	-	+
	O3	-	-	-	-	+
Угрозы проекта	T1	-	-	-	-	-
	T2	-	0	-	-	0
	T3	-	-	-	-	+

Таблица 15 - Интерактивная матрица проекта (слабые стороны).

Слабые стороны проекта				
		W1	W2	W3
Возможности проекта	O1	+	+	+
	O2	0	-	-
	O3	-	0	-
Угрозы проекта	T1	-	-	-
	T2	+	-	+
	T3	-	-	-

По данным Таблицы 14 имеются большие возможности для увеличения конкурентоспособности, а именно сильной стороны проекта.

По данным Таблицы 15 можно сделать вывод, что требует обратить внимание на слабые стороны проекта: помехоустойчивость и шумы.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования по видам работ. Перечень этапов, работ и распределение исполнений представлен в Таблице 16.

Таблица 16 - Перечень этапов и работ и распределение исполнений.

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Постановка задачи	НР, И
Выбор направления исследований	2	Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	НР
	3	Подбор и изучение материалов по тематике	И
	4	Разработка календарного плана	НР
	5	Выбор структурной схемы устройства	И
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов.	И
	7	Создание алгоритма программы	И
	8	Выбор принципиальной схемы	И
	9	Экспериментальная проверка теоретических расчетов	И
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	НР
Проведение ОКР			
Изготовление и испытание макета (опытного образца)	11	Разработка макета устройства	НР, И
	12	Проведение экспериментальных исследований	НР, И
	13	Отладка вычислительного устройства	НР, И
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Оформление расчетно-пояснительной записки	НР, И
	15	Оформление графического материала	НР, И
	16	Подведение итогов	НР, И

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожсi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 * t_{\min i} + 2 * t_{\max i}}{5} \quad (4)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях Tr , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$Tr_i = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (5)$$

где Tr_i – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой

$$T_{ki} = T_{pi} + k_{кал} \quad (6)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (7)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T необходимо округлить до целого числа. Результаты расчетов представлены в таблице 17.



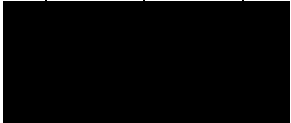
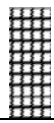
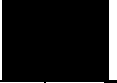





Таблица 17 - Временные показатели проведения научного исследования в первом исполнении

Название работы	Трудоемкость работы						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	tmin, чел-дни		tmax, чел-дни		toжi, чел-дни							
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Постановка задачи	2	2	4	4	2,8	2,8	1	1	1,4	1,4	2	2
Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	2	2	3	3	2,4	2,4	1	0	2,4	2,4	3	3
Подбор и изучение материалов по тематике	25	25	28	28	23,8	23,8	0	1	23,8	23,8	29	29
Разработка календарного плана	2	2	3	3	2,4	2,4	1	0	2,4	2,4	3	3
Выбор структурной схемы устройства	8	8	9	9	8,4	8,4	0	1	8,4	8,4	10	10
Проведение теоретических расчетов	7	7	9	9	7,8	7,8	0	1	7,8	7,8	9	9
Создание алгоритма программы	7	6	9	8	7,8	6,8	0	1	7,8	6,8	9	8
Разработка принципиальной схемы	40	30	60	40	48	34	0	1	48	34	59	42
Экспериментальная проверка теоретических расчетов	10	10	12	12	10,8	10,8	0	1	10,8	10,8	14	14








Продолжение Таблицы 17

Название работы	Трудоемкость работы						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	tmin, чел-дни		tmax, чел-дни		toжi, чел-дни							
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Оценка эффективности полученных результатов	1	1	2	2	1,4	1,4	1	0	1,4	1,4	2	2
Разработка макета устройства	7	6	9	8	7,8	6,8	1	1	3,9	3,4	5	4
Проведение экспериментальных исследований	1	0	2	0	1,4	0	1	1	0,7	0	1	0
Отладка вычислительного устройства	5	4	7	6	5,8	4,8	1	1	2,9	2,4	4	3
Оформление расчетно-пояснительной записки	1	1	2	2	1,4	1,4	1	1	0,7	0,7	1	1
Оформление графического материала	2	1	3	2	2,4	1,4	1	1	1,2	0,7	2	1
Подведение итогов	1	1	2	2	1,4	1,4	1	1	0,7	0,7	1	1
Итого	121	106	164	138	135,8	116,4	10	13	124,3	107,1	154	132

Таблица 18 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т, кi Кал.дн	Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Постановка задачи	НР, И	2											
2	Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	НР	3											
3	Подбор и изучение материалов по тематике	И	29											
4	Разработка календарного плана	НР	3											
5	Выбор структурной схемы устройства	И	10											
6	Проведение теоретических расчетов.	И	9											
7	Создание алгоритма программы	И	9											
8	Разработка принципиальной схемы	И	59											
9	Экспериментальная проверка теоретических расчетов	И	14											
10	Оценка эффективности полученных результатов	НР	2											

Продолжение таблицы 18

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т, кi Кал.дн	Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
11	Разработка макета устройства	НР, И	5											
12	Проведение экспериментальных исследований	НР, И	3											
13	Отладка вычислительного устройства	НР, И	4											
14	Оформление расчетно-пояснительной записки	НР, И	1											
15	Оформление графического материала	НР, И	2											
16	Подведение итогов	НР,И	1											



- инженер



- научный руководитель

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m Ц_i * N_{\text{расх } i} \quad (8)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Результаты расчетов представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Материальные затраты.

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (с учетом транспортных расходов), (Зм), руб.	
		Руководитель	Инженер		Руководитель	Инженер
Бумага	шт	100	100	2	230	230
Ручка	шт	1	1	30	34,5	34,5
Тетрадь	шт	1	1	50	57,5	57,5
Итого:					322	322

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной науч-

но-технической организации, учитывается в бюджете в виде амортизационных отчислений. Результаты расчетов представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

№ п/ п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования		Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования(с учетом затрат на доставку и монтаж), тыс. руб.	
		Руководитель	Инженер		Руководитель	Инженер
1.	Компьютер	1	1	23000	26450	26450
2.	Принтер	1	0	3000	3450	0
Итого:					29900	26450

4.3.3 Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования.

Таблица 21 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Компьютер	2	3	26450	52900
2	Принтер	1	3	3450	3450
Итого:					56350 руб.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (9)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (10)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем амортизацию для компьютера, с учётом, что срок полезного использования 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

Компьютер:

$$A = \frac{H_A * I}{12} * m = \frac{0,33 * 52900}{12} * 4 = 5819 \text{ руб.}$$

Принтер:

$$A = \frac{H_A * I}{12} * m = \frac{0,33 * 3450}{12} * 4 = 379,5 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты амортизационных отчислений:

$$A = 5819 + 379,5 = 6198,5 \text{ руб.}$$

4.3.4 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно за-

нятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{zn} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (11)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p \quad (12)$$

где $Z_{осн}$ - основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 16);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_{\delta}} \quad (13)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года ($M=10,4$ месяца, 6-дневная рабочая неделя, при отпуске в 48 раб.дня);

F_{δ} – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дни (таблица 20).

Таблица 20 - Баланс рабочего времени.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	64	64
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезням	28	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	274	274

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{мс} * (1 + k_{np} + k_{\partial}) * k_p \quad (14)$$

где $З_{мс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб;

k_{np} - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{мс}$);

k_{∂} - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от $З_{мс}$);

k_p - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 21.

Таблица 21. Расчет основной заработной платы.

Исполнители		$З_{мс}$, руб	k_{np}	k_{∂}	k_p	$З_m$, руб	$З_{дн}$, Руб	T_p , Раб.д н	$З_{осн}$, руб
Руководитель	1	25000	0,3	0,2	1,3	48750	1992,7	26	51810,2
Инженер	1	15000	0,2	0	1,3	23400	956,5	145	138692,5
ИТОГО, руб									190502,7

4.3.5 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн} = 0,15 * 51810,2 = 7771,5 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн} = 0,15 * 138692,5 = 20803,9 \text{ руб.}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 * (51810,2 + 7771,2) = 17874,4 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 * (138692,5 + 20803,9) = 47848,9 \text{ руб.}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (сумма статей - 5) * k_{нр} \quad (15)$$

$$З_{накл} = (6198,5 + 644 + 190502,7 + 190502,7 + 28575,5 + 65723,3) * 0,16 = 46663 \text{ руб.}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ (название темы) по форме, приведенной в таблице 22.

Таблица 22 – Группировка затрат по статьям

Статьи	Сумма, руб.
1) Сырье, материалы	644
2) Амортизация	6198,5
3) Основная заработная плата	190502,7
4) Дополнительная заработная плата	28575,5
5) Отчисления на социальные нужды	65723,3
6) Итого без накладных расходов	291644
7) Накладные расходы	46663
8) Итого бюджетная стоимость	338307

4.3.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. } i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (16)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп. } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки (таблица 23) отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Таблица 23 - Расчет интегрального финансового показателя.

№ исполнения	Стоимость исполнения	Максимальная стоимость аналогов	Интегральный финансовый показатель
1	522577,896	522577,896	1
2	338307		0,65

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (17)$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i - весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i - балльная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (таблица 24).

Таблица 24 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта.

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Руководитель	Инженер
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,25	4	4
5. Надежность	0,15	5	4
6. Материалоемкость	0,20	4	3
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 4*0,1+5*0,15+4*0,15+4*0,25+5*0,15+4*0,20 = 4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 5*0,1+4*0,15+4*0,15+4*0,25+4*0,15+3*0,20 = 3,9;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}}, I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}}, \text{ и т.д.} \quad (18)$$

$$I_{рук} = \frac{4.3}{1} = 4.3$$

$$I_{рук} = \frac{3.9}{0.65} = 6$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 25) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (19)$$

Таблица 25 - Сравнительная эффективность разработки.

№ п/п	Показатели	Руководитель	Инженер
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,65
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,3	6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,72	1

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

2. При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 115 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 89 общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 26;

3. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 338307 руб.;

4. По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,65, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;

- значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,3, по сравнению с 3,9;

- значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,3, по сравнению с 4,3 и 6, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5. Социальная ответственность

Магистральные газопроводы своими сетями опоясывают континенты на тысячи километров. Они проектируются, испытываются и строятся в соответствии с жесткими строительными нормами, стандартами и правилами.

Для того, чтобы обеспечить надежность и безопасность поставки транспортируемого газа, очень важно сохранять в процессе эксплуатации требуемые показатели и характеристики.

Существует необходимость в проведении оценки риска аварий на магистральном газопроводе. Именно поэтому данная исследовательская работа является актуальной, ведь оценка риска аварий для любого объекта занимающимся транспортировкой газа является частью концепции безопасной эксплуатации газопровода.

В данном разделе проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследования, по оценке риска аварий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасной работы на персональном компьютере необходимо:

1. Соблюдать правила и нормативы (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03), утвержденные постановлением Главного санитарного врача России от 3 июня 2003 г. № 118.
2. Персонал должен освоить безопасные методы и приемы работ, уметь оказать первую помощь пострадавшим, твердо знать, какие действия на рабочих местах запрещены.
3. Инструктаж на рабочем месте – обязательная процедура, которую также должны проходить все без исключения сотрудники (ст. 225

ТК РФ, п. 1.1 Порядка, утвержденного постановлением Минтруда России от 13 января 2003 г. № 1, Минобразования России от 13 января 2003 г. № 29).

4. Рекомендуется устраивать перерывы по 10–15 минут каждые 45–60 минут работы за компьютером (п. 1.4 приложения № 7 к СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). В любом случае продолжительность непрерывной работы за компьютером не должна превышать один час (п. 1.5 приложения № 7 к СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). При этом суммарное время регламентированных перерывов в течение рабочего дня должно составлять не менее 50 минут (таблица № 7.1 к МР 2.2.9.2311-07).

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Таблица 26 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (по ГОСТ 12.0.0032015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Анализ возникновения ЧС	Расчет оценки риска	Подведение итогов	
1. Нервно психологические перегрузки (монотонность, умственное напряжение)	+	+	+	Система стандартов безопасности труда «Опасные и вредные производственные факторы» ГОСТ 12.0.003-2015; Международные карты химической безопасности (ICSC):1489. Октябрь 2004;
2. Превышение уровня шума	+	+	+	
3. Освещение	+	+	+	
4. Микроклимат	+	+	+	

Продолжение Таблицы 26

5. Поражение электрическим током	+	+	+	Общие требования безопасности при работе с производственным оборудованием ГОСТ 12.2.003-91; Требования по электробезопасности ГОСТ 12.1.03081; СН устанавливает допустимый уровень шума на рабочих местах СН 2.2.4/2.1.8.562-96; Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016
6. Превышение уровня электромагнитного излучения.	+	+	+	
7. Появление зрительного напряжения.	+	+	+	
8. Проявление статического электричества	+	+	+	
9. Повышенный уровень вибрации.	-	+	-	

Работа на персональном компьютере включает в себя воспроизведение зрительной информации на мониторе и восприятие ее пользователем. Создание благоприятных и безопасных условий труда является ключевым моментом, оказывающим влияние на продуктивность деятельности людей, работающих на персональном компьютере.

Требования труда человека, который работает с ПК, обуславливаются:

- свойствами основных компонентов рабочего места (пространственными параметрами рабочей области и ее компонентов, соответствующих физиологическим данным работников;
- расстановкой предметов рабочей области относительно работающих, учитывая вид их деятельности);

- параметрами окружающей среды (освещением рабочего места, микроклиматом, шумом, специфическими факторами, которые обусловлены особенностями систем воспроизведения информации и т.д.);

- параметрами согласованной работы человека и персонального компьютера.

Характерной чертой при работе на ПК является сильное и непрерывное напряжение функции зрительного аппарата, которое обусловлено необходимостью в распознавании различных объектов в таких условиях, как мелькание изображений, недостаточная освещенность поля экрана, строчная структура экрана, недостаточная контрастность объектов различения и необходимость в регулярной переадаптации зрительного анализатора к разным уровням освещенности монитора, клавиатуры.

Такие факторы, как недостаток времени, объемность и плотность информации, особенность работы оператора и ПК (ошибки в программе, ожидание), ответственность за качество информации, ведут к нервно-эмоциональному напряжению.

Скорость работы на компьютере при вводе каких-либо данных зависит от объема и характера задания и времени его выполнения. В процессе операции по вводу информации число мелких движений пальцев и кистей рук за рабочую смену может превышать 60-70 тысяч, что согласно гигиенической классификации труда принадлежит к группе вредных и опасных.

Существует ряд причин, которые ухудшают здоровье пользователей, например, электромагнитные и электростатические поля, шум, отклонения в ионном составе воздуха и нормах микроклимата в рабочей зоне. На самочувствие работающего влияют и эргономические нормы по расположению монитора, ведущие к разной степени контрастности изображения в условиях интенсивной засветки, появлению бликов от фронтальной поверхности экрана и т.п. Важное место имеет и освещенность рабочего места, размеры мебели и помещения, где располагается компьютерное оборудование.

5.3 Мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов

5.3.1 Нервно психологические перегрузки (монотонность, умственное напряжение)

Работы, связанные с долгой работой на персональном компьютере, характеризуются большой нагрузкой на нервную систему. Симптомами умственного переутомления являются: усталость, частые головные боли, нарушения сна, покраснение глаз, изменение артериального давления. Статическая работа связана с физической нагрузкой не требующей перемещения тела. К таким нагрузкам можно отнести длительно пребывание в сидячем положении. Последствиями таких перегрузок могут стать как физические, так и психологические заболевания.

Мероприятия по снижению данного фактора:

- рациональная организация условий труда;
- соблюдение режима дня;
- достаточный сон;
- достаточное пребывание на воздухе;
- занятия спортом;
- занятия аутотренингом;
- оптимальное использование выходных дней и отпуска.

5.3.2 Превышение уровня шума

Шум, являясь общебиологическим раздражителем, оказывает влияние не только на слуховой анализатор, но действует на структуры головного мозга. Среди проявлений воздействия шума на организм человека выделяются: сни-

жение разборчивости речи, неприятные ощущения, развитие утомления и снижение производительности труда, появление шумовой патологии.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены Санитарными нормами СанПиН 2.2.4.548-96 «Шум на рабочих местах».

В помещениях, оборудованных ПК, при выполнении основной работы на ПК уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА. Согласно проведенной комиссией ПДК оценку рабочих мест, уровень шума составил 35 дБА. Что соответствует норме.

Мероприятия по снижению повышенного уровня шума:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике;
- применение звукоизоляции, звукопоглощения, демпфирования и глушителей шума;
- группировка шумных помещений в одной зоне здания и отделение их коридорами;
- применением звукопоглощающих панелей и перегородок.

5.3.3 Освещение

Безопасность при работе на персональном компьютере в значительной мере зависит от освещения. Основная задача освещения – создание наилучших условий для зрения трудящихся. Эту задачу можно решить только осветительной системой, которая должна соответствовать требованиям, приведённым в СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Освещённость на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительной работы.

При работе на персональном компьютере к освещению предъявляются следующие требования:

Таблица - 27 Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ:

Критерий	Значение
Освещенность на рабочем столе	300-500 лк
Освещенность на экране ПЭВМ	не выше 300лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м ²
Прямая блёскость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости	
- между рабочими поверхностями	3:1-5:1
- между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации	не более 5%

Для создания оптимальных условий применяется совмещенное освещение: естественное и общее люминесцентное освещение.

Для создания рациональных условий освещения важное значение имеет тщательный и регулярный уход за установками естественного и искусственного освещения. Необходимо следить за исправностью схем включения, регулярно заменять перегоревшие лампы.

5.3.4 Микроклимат

Отклонения от допустимых микроклиматических условий могут привести к возникновению общих или локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности человека. Для устранения вредных факторов, связанных с отклонениями от норм в микроклимате в помещении установлены средства нормализации воздушной среды: устройства вентиляции и кондициониро-

вания воздуха, устройства автоматического контроля и сигнализации. Для поддержания допустимой температуры воздуха в помещении (22–25°C) находится отопительная система [ГОСТ 12.1.005-88].

5.3.5 Поражение электрическим током

Электрические установки, к которым относится практически все оборудование ЭВМ, представляют для человека большую потенциальную опасность, так как в процессе эксплуатации человек может коснуться частей, находящихся под напряжением.

Любое воздействие тока может привести к электрической травме, то есть к повреждению организма, вызванному действием электрического тока или электрической дуги.

При рассмотрении вопроса обеспечения электробезопасности необходимо выделить три основных фактора:

- электроустановки рабочего места;
- вспомогательное электрооборудование;
- окружающая среда помещения.

К электроустройствам рабочего места относятся: компьютер, видеомонитор, принтер.

К вспомогательному оборудованию относятся лампы местного освещения, вентиляторы и другие электрические приборы.

Электрооборудование, перечисленное выше, относится к установкам напряжением до 1000 В, исключение составляют лишь дисплей, электронно-лучевые трубки, которых имеют напряжение в несколько киловольт.

Окружающая среда помещений, в которых работает пользователь персонального компьютера, воздействует на электрическую изоляцию приборов и устройств, электрическое сопротивление тела человека и может создавать условия для поражения электрическим током.

Помещения, оборудованные вычислительной техникой, как правило, относятся к категории помещений без повышенной опасности так как:

- относительная влажность воздуха не превышает 75%;
- нет токопроводящей пыли;
- температура не превышает длительное время 30 °С;
- отсутствует возможность одновременного прикосновения человека с имеющими соединение с землей металлическими конструкциями;
- отсутствие доступа к токоведущим частям оборудования;
- нет токопроводящих полов.

Таким образом, для предотвращения электротравматизма пользователя, необходимо соблюдать требования безопасности, как при работе с обычной бытовой техникой, а также проведение инструктажей по электробезопасности.

5.3.6 Превышение уровня электромагнитного излучения

Мероприятия по снижению излучений включают:

- мероприятия по сертификации ПЭВМ (ПК) и аттестации рабочих мест;
- применение экранов и фильтров;
- организационно - технические мероприятия;
- применение средств индивидуальной защиты путем экранирования пользователя ПЭВМ (ПК) целиком или отдельных зон его тела;
- использование и применение профилактических напитков;
- использование иных технических средств защиты от патогенных излучений.

Все ПЭВМ (ПК) должны иметь гигиенический сертификат, включающий в том числе оценку визуальных параметров.

Санитарно - гигиенический надзор и контроль за электромагнитными (ЭМИ) и другими видами излучений рекомендуется осуществлять как на стадии выпуска ПК, так и в процессе их эксплуатации.

Организационно - технические мероприятия подразделяются на:

- рациональное размещение рабочих мест, оснащенных ПЭВМ (ПК);
- применение экранов и фильтров класса "Полная защита".

ПК следует располагать при однорядном их размещении на расстоянии не менее 1 м от стен; рабочие места с дисплеями должны располагаться между собой на расстоянии не менее 1,5 м.

Минимальная ширина проходов с передней стороны пультов и панелей управления ПЭВМ при однорядном его расположении должна быть не менее 1 м, при двухрядном - не менее 1,2 м.

Расстояние между рабочими столами с видеомониторами должно быть не менее 2 м (между тылом поверхности одного монитора и экраном другого монитора), а расстояние между боковыми поверхностями монитора - не менее 1,2 м.

Экран монитора ПЭВМ (ПК) располагают на расстоянии 600 - 700 мм от пользователя ПК, но не ближе 500 мм с учетом размеров цифровых знаков и символов.

5.3.7 Превышение уровня вибрации

Уровни вибрации в производственных помещениях при работе на ПК согласно санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.566-96 "Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий" не должны превышать уровни в 72 дБ.

Согласно проведенной комиссией ПДК оценку рабочих мест, вибрация на рабочем месте не превышает нормируемые параметры.

5.3.8 Появление зрительного напряжения

Для уменьшения зрительного напряжения приведены следующие мероприятия:

- улучшение световой обстановки путем обеспечения помещений естественным и достаточным искусственным освещением, рациональным расположением рабочих мест по отношению к оконным проемам и светильникам искусственного освещения;

- снижение зрительного утомления путем снижения пульсации светового потока, исключения бликов отражения на экранах мониторов, использования экранов защиты, фильтров с антибликовым покрытием, очков для пользователей ПЭВМ и рационального использования режимов труда и отдыха.

5.3.9 Проявление статического электричества

Для предотвращения образования и защиты от статического электричества в помещениях, где используется вычислительная техника, необходимо использовать нейтрализаторы и увлажнители, а полы должны иметь антистатическое покрытие. Защита от статического электричества должна проводиться в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами допустимой напряженности электрического поля. Допускаемые уровни напряженности электростатических полей не должны превышать 20 кВ в течение 1 часа.

5.4 Экологическая безопасность

При использовании персональных компьютеров требуют решения такие важные вопросы, как переработка отходов (платы, микросхемы с содержанием цветных металлов). При переработке устаревших компьютеров происходит их разборка на шесть составляющих компонентов: металлы, пластмассы, штекеры, провода, батареи, стекло. Для повторной эксплуатации нельзя использовать ни одну из отработанных деталей, так как нет гарантии ее надежности, но в форме вторичного сырья они используются при изготовлении новых компьютеров или каких-либо других устройств. Так же компоненты ПК содержат драгоценные металлы, которые извлекаются при вторичной переработке. Переработку ком-

понентов с целью утилизации драг металлов регламентирует «Методика проведения работ по комплексной утилизации вторичных драгоценных металлов из отработанных средств вычислительной техники».

Люминесцентные лампы, содержат ртуть и поэтому должны утилизироваться на специальных полигонах токсичных отходов.

При эксплуатации ЭВМ расходуются такие ресурсы, как электроэнергия (обеспечение питания компьютера), бумага, используемая для принтера при выводе информации, картриджи. Для того, чтобы добиться наиболее рациональных затрат электроэнергии не следует оставлять включенным персональный компьютер и оргтехнику, когда они не эксплуатируются в настоящее время, печать осуществлять с двух сторон, при этом затраты на бумагу вряд ли удастся сократить хотя бы вдвое, но экономия будет ощутимой. Проблему с утилизацией бумаги может решить вторичная переработка отходов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Анализ возможных ЧС

Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при работе с ПЭВМ – пожар, так как в современных ЭВМ очень высокая плотность размещения элементов электронных схем, в непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода и кабели, при протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, при этом возможно оплавление изоляции и возникновение возгорания. Возникновение других видов ЧС – маловероятно.

5.5.2 Пожарная безопасность

При работе компьютерной техники выделяется много тепла, что может привести к пожароопасной ситуации. Источниками зажигания так же могут

служить приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционеры воздуха. Серьёзную опасность представляют различные электроизоляционные материалы, используемые для защиты от механических воздействий отдельных радиодеталей.

В связи с этим, участки, на которых используется компьютерная техника, по пожарной опасности относятся к категории пожароопасных “В”.

При пожаре люди должны покинуть помещение в течение минимального времени.

В помещениях с компьютерной техникой, недопустимо применение воды и пены ввиду опасности повреждения или полного выхода из строя дорогостоящего электронного оборудования.

Для тушения пожаров необходимо применять углекислотные и порошковые огнетушители, которые обладают высокой скоростью тушения, большим временем действия, возможностью тушения электроустановок, высокой эффективностью борьбы с огнем. Воду разрешено применять только во вспомогательных помещениях.

Работа по предупреждению пожаров на различных объектах включает:

- пожарно-техническое обследование с целью выявить истинное состояние пожаробезопасной системы объектов в целом и отдельных их частей представителями пожарного надзора с последующим вручением предписаний и приказов;
- контроль своевременного исполнения предназначенных для объекта мероприятий;
- постоянный контроль над выполнением противопожарных работ;
- проверку исправности первичных средств пожаротушения;
- установку систем пожарной автоматики;
- проведение учебных работ с персоналом организации для определения времени эвакуации людей при пожаре.

5.6 Вывод

В данном разделе рассмотрел опасные и вредные факторы на рабочем месте специалиста по промышленной, пожарной безопасности и охраны труда.

В разделе проработана нормативная база основанная, на материалах по охране труда и окружающей среды, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Проанализировав данные, можно сделать вывод, что рабочее место соответствует нормативам, при условии соблюдения предложенных мероприятий по устранению опасных и вредных производственных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была проведена оценка риска аварии на участке газопровода. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1) Рассмотрены статистические данные по аварийным ситуациям на газопроводах и проанализированы основные причины возникновения этих аварий.

Основные причины возникновения аварий на магистральных газопроводах, согласно статистическим данным:

- отказы трубопровода, арматуры, его разгерметизация;
- отсутствие должного надзора за состоянием оборудования, арматуры и трубопровода;
- отступление от норм технологического регламента;
- отказы систем автоматики и энергетики;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

2) Изучены характеристики опасных веществ, транспортируемых по газопроводу, среди которых наиболее опасными являются: природный газ (в состав которого входит метан, содержание его 55%), метанол (подается в газопровод, для предупреждения гидрат образования), газовый конденсат (подается после компримирования газа).

3) Рассмотрены методы оценки риска аварии на участке газопровода.

4) Произведен расчет рисков и составлено «дерево событий» для особо опасного участка газопровода. Анализ риска показал, что наиболее опасным сценарием развития аварии на исследуемом объекте с образованием поражающих факторов является взрыв природного газа в результате порыва участка № 1/5 газопровода. Вероятность реализации данного сценария $1,76 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1}$. При реализации этого сценария прогнозируется наибольшая зона воздействия поражающего фактора: радиус поражения взрывной волной давлением 3 кПа достигает 1261 м.

5) Предложены мероприятия по уменьшению риска аварии на газопроводе, к которым относятся:

1. Проведение своевременного технического освидетельствования и диагностики газопровода.

2. Организация качественного контроля за выполнением производственного процесса, нормативно-методических документов и технологической документации.

3. Организация обучения персонала предприятия в области промышленной безопасности.

4. Организация обучения персонала предприятия мерам пожарной безопасности.

5. Соблюдение мер пожарной безопасности при строительстве, эксплуатации и ремонте газопровода и его сооружений.

6. Обеспечение условий выполнения Постановления Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г. «О противопожарном режиме» и ФНиП ПБ «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. Приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 г. № 96).

7. Проведение контроля ПДВ на узлах пуска и приема средств очистки и диагностики, на узлах установки арматуры.

8. Обеспечение эксплуатации территории объекта в соответствии с нормативными документами Росприроднадзора.

9. Организация создания и согласования планов по охране окружающей среды на объекте.

10. Обеспечение персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты (СИЗ) и оборудование мест хранения СИЗ.

11. Организация и проведения занятий с персоналом по действиям при возникновении аварии.

12. Организация и проведение учебных тренировок и тревог с персоналом по действиям при возможной аварии.

13. Обеспечение нормальных условий для эффективного и непрерывного контроля за охранной зоной объекта.

14. Организация непрерывной связи между обходчиками трассы и между дежурным персоналом диспетчерской службы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (в ред. от 31.12.2014 г.);
2. Указ Президента Российской Федерации от 28.08.2003 г. № 991 «О совершенствовании единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. от 29.06.2013 г.)
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.07.2004 г. № 401 «О федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» (в ред. от 17.01.2015 г.);
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утв. приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538);
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101) (в ред. от 12.01.2015 г.);
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 г. № 96);
7. Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (в ред. от 14.11.2014 г.);
8. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (с изм. От 17.05.2011 г.);

9. Постановление Правительства РФ от 08.11.2013 г. № 1007 «О силах и средствах единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. от 25.10.2014 г.);
10. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общетехнические условия»
11. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования» (с изм.);
12. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
13. ГОСТ Р 22.0.11-99 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Предупреждение природных чрезвычайных ситуаций. Термины и определения»;
14. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утв. Приказом Ростехнадзора РФ от 27.12.2012 г. № 784);
15. Руководство по безопасности. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (утв. Приказом Ростехнадзора № 159 от 20.04.2015 г.);
16. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» (утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 10.07.2001 г. № 30);
17. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» (утв. Минтопэнерго РФ 30.12.1993 г.);
18. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согл. Департамент государственного экологического контроля от 09.08.1996 г.);
19. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности» (утв. Приказом Ростехнадзора № 646 от 27.12.2013 г.);

20. РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах» (утв. ОАО АК «Транснефть» 17.10.2011 г.)
21. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книга 2). Москва, 1994 г.
22. СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «ГАЗПРОМ»
23. М.В. Лисанов, А.И. Гражданкин, А.В. Савина, В.В. Симакин «Об опыте декартирования промышленной безопасности. Оценки риска аварий на опасных производственных объектов». Тез. докл.: Сборник. М., 2005 г. С. 6-9;
24. А.И. Гражданкин, М.В. Лисанов, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров «Характерные ошибки анализа риска аварий при декларировании промышленной безопасности». Безопасность труда в промышленности. 2004 г. № 10. С. 6-12;
25. А.В. Пчельников, М.В. Лисанов, В.В. Симакин и др. «Количественная оценка риска на объектах хранения нефтепродуктов». Технологии ТЭК. 2004 г. № 4. С. 72-75;
26. «Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России». Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. ООО «Анализ опасностей». Москва. 2002 г;
27. «Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте». Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. ООО «Анализ опасностей». Москва. 2003 г;
28. А. Елохин «Анализ и управление риском: теория и практика» (2-е издание, исправленное и дополненное). – М.: ПолиМЕдиа, 2002 г., 191 стр.;
29. Гражданкин А.И., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. «Риск аварий как оценка нежелательных потерь//Моделирование и анализ

- безопасности и риска в сложных системах». Труды Международной Школы МА БР. Санкт-Петербург. 2002 г;
30. В.В. Суворова, С.А. Грудина, В.Ф. Мартынюк «О выборе допустимого индивидуального риска». Журнал Безопасность жизнедеятельности. № 6. 2005 г. С. 36-39
31. А.М. Козлитин, Б.Н. Яковлев «Чрезвычайные ситуации техногенного характера. Прогнозирование и оценка. Детерминированные методы количественной оценки опасности техносферы: Учеб. пособие». Саратов: Сарат. гос. тех. ун-т, 2000 г.